

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции»

УДК 622.691.4:539.376

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Михайлина Ю. Ю.		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2019

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н. В.	д.и.н, профессор		07.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М. С.	-		08.05.2019

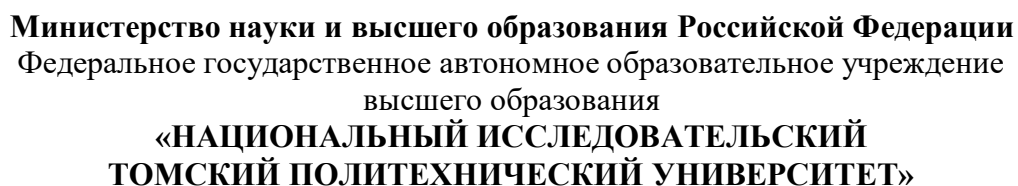
**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н		01.06.2019

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е).
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14),требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>



УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР  
\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Компрессорная станция магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</p> <p>Сырье: природный газ</p> <p>Технические характеристики КС</p> <p>Давление газа на входе..... МПа</p> <p>Давление газа на выходе..... МПа</p> <p>Пропускная способность..... м<sup>3</sup>/час</p> <p>Условный диаметр на входе..... мм</p> <p>Условный диаметр на выходе ..... мм</p> <p>Потребляемая мощность..... кВт·ч</p>
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести аналитический обзор о составе и характеристиках современных компрессорных станций; определить факторы, влияющие на устойчивую и бесперебойную работу газоперекачивающих агрегатов; при помощи геодезического обследования провести исследование изменения местоположения контрольных точек трубопроводной обвязки ЭГПА в результате сезонных подвижек грунта; с помощью систем инженерного анализа выполнить математическое моделирование участка трубопровода, которое позволит определить изменение напряженно-деформированного состояния объекта; предложить варианты конструктивных решений для уменьшения деформаций в опасных участках трубопровода.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>-Технологическая схема КС; -Технологическая схема ТПО ЭГПА № 1-4 -Спецификация ТПО ЭГПА</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н. В, профессор</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М. С., ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>17.12.2018</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		17.12.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Михайлина Юлия Юрьевна		17.12.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Б	Михайлиной Юлии Юрьевне

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

#### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии Материально-технические ресурсы: 42000 рублей. Информационные ресурсы: фондовая литература Человеческие ресурсы: 2 человека, 211309 руб.
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, составляет 27,1 % от фонда оплаты труда

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.SWOT-анализ проекта; 2.Оценка капитальных вложений при проведении научных исследовательских работ
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Основная заработная плата исполнителей темы 2. Отчисления на социальные нужды 3. Накладные расходы 4. Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности применения систем инженерного анализа для проведения прочностных расчетов трубопроводной обвязки газоперекачивающих агрегатов

#### Перечень графического материала:

Таблицы: 1. Матрица SWOT; 2. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей; 3. Временные показатели проведения научного исследования; 4.Календарный план-график проведения НИОКР по теме; 5. Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ 6. Баланс рабочего времени;

7. Расчёт основной заработной платы руководителя; 8. Отчисления во внебюджетные фонды; 9.Расчет бюджета затрат НИИ; 10. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта; 11. Сравнительная эффективность разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

04.03.2019

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н. В.	д. и. н, профессор		04.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Михайлина Юлия Юрьевна		04.03.2019

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Б	Михайлиной Юлии Юрьевне

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<u>Объект исследования:</u> компрессорная станция <u>Предмет исследования:</u> линии всасывания и нагнетания ТПО ЭГПА
---	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Производственная безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации исследуемого объекта;</li> <li>– обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов</li> </ul>	<u>Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственная безопасность;</li> <li>– Работа с токсичными и вредными веществами;</li> <li>– Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте;</li> <li>– Недостаточная освещенность.</li> </ul> <u>Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– Оборудование и трубопроводы работающие под давлением;</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<u>Выполнить анализ и предложить мероприятия по уменьшению воздействия выполняемых работах на:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>– атмосферу,</li> <li>– гидросферу</li> <li>– литосферу</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при работе на компрессорной станции;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<u>Определить возможные ЧС</u> и возможные причины их возникновения. <u>Предложить основные мероприятия по уменьшению возникновения ЧС.</u> <u>Определить меры и порядок</u> действия персонала КС при ЧС
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<u>Привести основные характерные правовые нормы</u> трудового законодательства при эксплуатации КС и требования специальной оценки и компенсации за вредные условия труда. <u>Определить организацию</u> безопасного и эффективного ведения работ



<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.03.2019
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент ООД	Черемискина М.С.	-		01.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5Б	Михайлина Юлия Юрьевна		01.03.2019

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	01.06.2019 г.
---	---------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2019	<i>Введение</i>	5
28.01.2019	<i>Обзор литературы</i>	15
05.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
20.02.2019	<i>Особенности технологического оборудования ЭГПА</i>	5
28.02.2019	<i>Расчет изменений положения объекта по результатам геодезических измерений</i>	6
04.03.2019	<i>Моделирование НДС линий всасывания и нагнетания ЭГПА</i>	5
21.03.2019	<i>Определение наиболее опасных точек деформации трубопроводной обвязки</i>	8
12.04.2019	<i>Расчет коэффициента запаса и минимального допустимого продольного напряжения линий всасывания и нагнетания ЭГПА</i>	15
07.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
08.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	9
17.05.2019	<i>Заключение</i>	6
27.05.2019	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		01.06.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н, доцент		01.06.2019

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Газотранспортная система:** Совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей.

**Компрессорная станция:** Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

**Газоперекачивающий агрегат:** Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

**Морозное пучение грунтов:** Процесс увеличения объема и деформирования грунтов при промерзании.

**Опасный геокриологический процесс:** Изменение состояние приповерхностной части литосферы, связанное с фазовыми переходами воды, содержащейся в ней, которое может оказать негативное воздействие на сооружение.

**Осадка грунта:** Понижение поверхности грунта в основании сооружения.

**Авария:** Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

**Надежность:** Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литер	Лист	Листов
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19		ДР	1	101
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ТПУ гр2Б5Б		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

**Воздействие деформационное (кинематическое):** воздействие на трубопровод в виде перемещения, например, температурные расширения, неравномерная осадка опор, смещение точек присоединения к оборудованию и т.д., измеряется в миллиметрах, градусах и т.д.

**Нагрузка:** силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода.

**Предел прочности (временное сопротивление):** нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

**Предел текучести:** нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

*Условные обозначения приведены в таблице 1.*

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование
$R_2$	расчетное сопротивление растяжению (сжатию) для надземного трубопровода, МПа
$\sigma_{пр.}$	максимальные продольные напряжения в надземном трубопроводе, МПа
$d_v$	внутренний диаметр участка газопровода, мм
$\sigma_{кц.}$	кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления (МПа),
$P$	рабочее (нормативное) давление в трубопроводе
$\delta_n$	номинальная толщина стенки трубы, см

**Сокращения:**

**КС** — компрессорная станция;

**ГПА** — газоперекачивающий агрегат;

**АВО** — аппарат воздушного охлаждения;

**МГ** — магистральный газопровод;

**КЦ** — компрессорный цех;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

**НДС** — напряженно-деформированное состояние;

**ПИН** — площадка измерения напряжений;

**ПС** — программные средства;

**ТТ**— технологический трубопровод;

**ТПО** — трубопроводная обвязка;

**МКЭ** — метод конечных элементов;

**АД** — асинхронный двигатель;

**ЦБН** — центробежный нагнетатель.

### **Нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ВРД 39-1.8-055-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ

СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.

ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения

ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости

СТО Газпром 2-2.3-328-2009 Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов

РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии.

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Основные требования.

ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.  
Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования  
к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие  
требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие  
требования безопасности.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к  
охране подземных вод.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к  
естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и  
общественных зданий.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический  
регламент о требованиях пожарной безопасности

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих  
веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа

ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ. Процессы производственные. Общие  
требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007–76.ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие  
требования безопасности.

Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке  
условий труда

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 страница, 39 рисунков, 34 таблицы, 50 источников цитируемой литературы.

*Ключевые слова:* природный газ, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, трубопроводная обвязка, линии всасывания, линии нагнетания, абсолютная высота, местоположение, грунт, деформация, внешние нагрузки, напряженно-деформированное состояние, моделирование, методы инженерного анализа, эксплуатация, безопасность.

*Объектом исследования является:* компрессорная станция магистрального газопровода, проходящего по территории Томской области.

*Цель работы:* исследование влияния внешних нагрузок вследствие сезонных колебаний грунта на напряженно-деформированное состояние трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов при эксплуатации компрессорной станции.

*В процессе исследования были проведены:* аналитический обзор о составе и характеристиках современных компрессорных станций; представлены факторы, влияющие на устойчивую и бесперебойную работу газоперекачивающих агрегатов; проведено ранжирование основных видов нагрузок, воздействующих на трубопроводы; при помощи геодезического обследования проведено исследование изменения местоположения контрольных точек трубопроводной обвязки ЭГПА в результате сезонных подвижек грунта; рассмотрены методы математического моделирования, позволяющие определять и прогнозировать изменение напряженно-деформированного состояния объектов; рассчитаны затраты на проведение оценки прочностных характеристик трубопровода с помощью систем инженерного анализа; определены опасные производственные факторы, возникающие при работе на компрессорной станции.

*В результате исследования:* определена наиболее опасная область напряжения для линий всасывания и линий нагнетания, предложен оптимальный тип сваи, подверженной меньшим колебаниям, вследствие сезонных подвижек грунта.

*Область применения:* компрессорные станции магистрального газопровода.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Реферат	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	5	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

## ABSTRACT

Final qualifying work of 101 pages with 39 figures, 34 tables, 50 sources.

*Keywords:* natural gas, compressor station, gas pumping unit, piping suction lines, discharge lines, absolute height, location, soil, deformation, external loads, stress-strain state, modeling, engineering analysis methods, operation, safety. *Object of the study:* compressor station of the main gas pipeline passing through the territory of the Tomsk region

*Purpose* – study of the influence of external loads due to seasonal fluctuations of the soil on the stress-strain state of the piping of gas pumping units during operation of the compressor station.

*The study included:* analytical review of the composition and characteristics of modern compressor stations; factors affecting the stable and uninterrupted operation of gas pumping units are presented; the ranking of the main types of loads affecting both gas pumping units and piping of gas pumping units was carried out; With the help of a geodetic survey, a study was conducted on the change in the location of control points for piping of the gas pumping unit as a result of seasonal ground movements; considered methods of mathematical modeling, allowing to determine and predict the change in the stress-strain state of objects; the costs of conducting a geodetic survey of the gas pumping unit harness are calculated; identified hazardous production factors arising from the operation of gas pipelines under pressure.

*As a result of research:* The most dangerous stress area for suction lines and discharge lines was determined, the optimal type of pile, subject to less fluctuations, was proposed due to seasonal ground movements.

*Scope:* compressor stations of the main gas pipeline.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю. Ю		01.06.19	Abstract	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	6	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				



## Оглавление

	Стр.
Введение .....	9
1. Обзор литературы.....	12
2. Характеристика объекта исследования .....	24
2.1 Инженерно-геологические условия.....	24
2.2 Гидрогеологические условия .....	25
2.3 Метеорологические и климатические условия .....	26
2.4 Сведения об особых природно-климатических условиях участка .....	26
2.5 Общая характеристика основного и вспомогательного оборудования ...	27
2.5.1 Описание составных частей ЭГПА .....	29
3. Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов .....	36
3.1 Общие положения .....	36
3.2 Сбор и анализ общих исходных данных .....	36
3.3 Результаты геодезических измерений.....	38
3.4 Расчет уровня допустимых напряжений по СП 36.13330.2012 .....	41
3.5 Приборные измерения значений механических напряжений .....	42
4. Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств .....	45
4.1 Создание расчетной модели участка нефтепровода с помощью систем инженерного анализа .....	45
4.2 Линия всасывания ЭГПА №1 .....	47
4.3 Линия нагнетания ЭГПА №1 .....	53
5. Конструктивные решения .....	60
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	61
6.1. Анализ экономической эффективности. ....	61
6.2 Структура работ в рамках научного исследования .....	62
6.3 Определение трудоемкости выполнения работ .....	63
6.4 Разработка графика проведения научного исследования .....	64
6.5 Бюджет научно-технического исследования .....	66
6.6 Основная заработная плата исполнителей темы .....	67
6.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	70
6.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ....	70
6.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	71
7. Социальная ответственность .....	74
7.1 Введение .....	74

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Оглавление			
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19				
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				
						Литер	Лист	Листов
						ДР	7	101
						ТПУ гр. 2Б5Б		

7.2 Производственная безопасность.....	74
7.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	75
7.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	77
7.5 Экологическая безопасность .....	78
7.6 Расчет выбросов метана при пуске и остановке газоперекачивающего агрегата. ....	81
7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	82
7.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	84
Заключение .....	86
Список использованных источников .....	88
Приложения .....	93

					Оглавление	Лист
						8
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## Введение

**Актуальность.** Наряду с обеспечением технологий перекачки газообразных углеводородов, важное место занимают вопросы, связанные с производственной безопасностью всех объектов трубопроводного транспорта природного газа, важнейшими из которых являются компрессорные станции. Ужесточение требований Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ, предполагает не только соблюдение всех требований для технологических режимов перекачки и своевременного контроля, но и применение различного математического аппарата для описания процессов изменения состояния объектов. Обеспечение долговечной, надежной эксплуатации и безотказной работы компрессорных станций, одна из наиболее важных проблем при транспортировке углеводородов в газовой промышленности. Данная проблема требует использования программных продуктов инженерного анализа для математического моделирования и оценки усталостной долговечности системы, позволяющих определять и прогнозировать изменение напряженно-деформированного состояния объектов, следовательно, заблаговременно предотвращать отказы и разрушения инженерных сооружений и исключать появление дефектов. Поэтому сочетание набора данных по состоянию технологического оборудования или трубопроводов и/или изменению их состояния за какой-то период времени, на сегодняшний момент, является универсальным комбинированным подходом для качественной оценки поведения и характеристик объекта исследования в динамике, в частности исследования влияния различных нагрузок на деформацию трубопроводов и оборудования. Исходя из изложенного выше, тема выпускной

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Введение	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	9	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

квалификационной работы «Влияние внешних воздействий на деформацию технологических трубопроводов обвязки компрессорной станции»» является **актуальной**.

**Целью** выпускной квалификационной работы бакалавра является исследование влияния внешних нагрузок, вследствие сезонных колебаний грунта, на напряженно-деформированное состояние трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов при эксплуатации компрессорной станции.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- ✓ проведение литературного обзора по тематике ВКР
- ✓ характеристика объекта исследования;
- ✓ обработка геодезических измерений при обследовании технологической обвязки ЭГПА КС и определение наибольшей деформации при отклонении от проектного положения контрольных точек объекта;
- ✓ расчет уровня допустимых напряжений по СП 36.13330.2012
- ✓ определение влияния внешних нагрузок на изменение напряженно-деформированного состояния технологической обвязки ЭГПА вследствие сезонных подвижек грунта;
- ✓ расчет экономической эффективности применения систем инженерного анализа для проведения прочностных расчетов трубопроводной обвязки газоперекачивающих агрегатов
- ✓ выявление опасных и вредных производственных факторов, возникающих при работе на компрессорной станции, а также мероприятий с помощью, которых возможно устранить эти факторы.

**Объект исследования** – компрессорная станция магистрального газопровода, проходящего по Северной части территории Томской области

**Предмет исследования** – линии всасывания и нагнетания ТПО ЭГПА.

					Введение	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

**Практическая значимость** – результаты ВКР являются основой для дальнейших исследований в магистерской диссертации. и могут быть использованы для решения практических задач по снижению уровня НДС на КС.

**Реализация и апробация работы:**

Основные результаты ВКР были представлены на конференциях:

1. Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», доклад – «Влияние внешних термических воздействий на деформацию трубопроводной обвязки компрессорной станции».

2. I-я научно-техническая конференция для молодых учёных "Транспорт и хранение углеводородов", доклад – «Применение систем инженерного анализа для оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки компрессорной станции».

					Введение	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## 1. Обзор литературы

Газовая промышленность является важным элементом энергообеспечения. Транспорт газа в отдаленные и слабо освоенные регионы возможен только благодаря совершенствованию эксплуатации и развитию систем обслуживания трубопроводного транспорта. Согласно научно-технической литературе [1,2], газотранспортная система включает в себя связанные между собой газопроводы и различные технологические сооружения, предназначенные для обеспечения газом потребителей. Ввиду того, что конечный потребитель и газовое месторождение находятся на значительных расстояниях друг от друга, давление газа при движении по длине трубопровода падает из-за разного рода гидравлических сопротивлений, следовательно, пластового давления недостаточно для транспорта газа на большие расстояния. Поэтому, для обеспечения перекачки природного газа важным сооружением в газотранспортной сети является компрессорная станция (КС), которая предназначена для компримирования и поддержания требуемого расхода транспортируемого газа [3].

### *Компрессорная станция – состав, предназначение*

Согласно СП 36.13330.2012 [4], КС– это объект МГ, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема и перекачки газа по магистральному газопроводу. КС обеспечивает основные технологические процессы по подготовке и транспорту природного газа. В соответствии с ВРД 39-1.8-055-2002 [5] в состав основного технологического оборудования КС входят элементы, представленные на рисунке 1.

Все оборудование соединено между собой технологическими трубопроводами обвязки.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Обзор литературы	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	12	101
Консульт.						ТПУ гр. 2ББ		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Предназначение трубопроводов технологической обвязки КС представлено на схеме в рисунке 2.

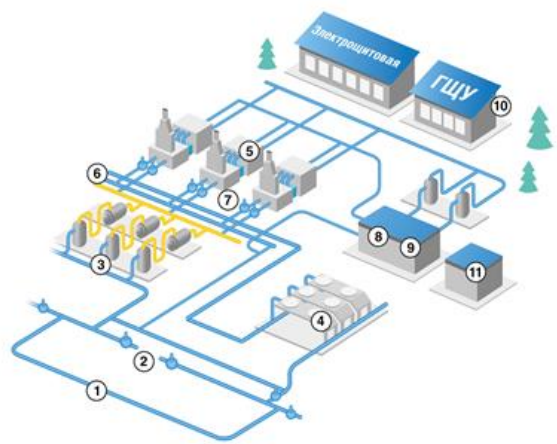


Рисунок 1 – Устройство типовой КС [6]:  
1–узел подключения КС к МГ; 2–Камеры запуска и приема очистного устройства; 3–установка очистки технологического газа; 4–установка охлаждения технологического газа; 5–газоперекачивающие агрегаты; 6–ТПО КС; 7–запорная арматура ТПО агрегатов; 8–Установка подготовки пускового и топливного газа; 9–установка подготовки импульсного газа; 10–главный щит управления и система телемеханики; 11–оборудование электрической защиты ТПО КС

Назначение ТПО КС	
1	Подача газа в МГ
2	Прием на КС технологического газа из МГ
3	Охлаждение газа после компримирования в АВО
4	Сброс газа в атмосферу из всех ТТ КС через свечные краны
5	Вывод КС на станционное «кольцо» при пуске и остановке
6	Транзитный проход газа по магистральному газопроводу, минуя КС
7	Распределение потоков для последующего сжатия и регулирования схемы загрузки ГПА
8	Очистка технологического газа от механических примесей и капельной влаги в пылеуловителях и фильтр-сепараторах

Рисунок 2 – Назначение трубопроводной обвязки КС

Безаварийная эксплуатация и исправная, надежная работа действующих компрессорных станций является наиболее актуальной задачей газовой отрасли промышленности. В процессе эксплуатации трубопроводные

системы подвержены широкому спектру нагрузок, к которым относятся следующие виды, представленные на рисунке 3.

### *Виды нагрузок, возникающих в трубопроводе*

Статические нагрузки обусловлены действием рабочего давления, температуры, а также различных монтажных неточностей. К повторно статическим нагрузкам можно отнести нагрузки, связанные с изменением давления, температурных деформаций, замене агрегатов при профилактических работах. К динамическим низкочастотным нагрузкам можно отнести нагрузки от пульсаций давления в трубопроводах. К высокочастотным относятся нагрузки, создаваемые источниками механической вибрации и пульсирующим потоком жидкости.

Непродолжительные (во времени) высокочастотные нагрузки возможны при возникновении гидравлического удара.



Рисунок 3 – Схема нагрузок, действующих на трубопроводы

Динамическое возбуждение трубопроводов условно делят на две категории: силовое возбуждение; кинематическое возбуждение. Согласно ГОСТ 24346-80 [7], кинематическое возбуждение – возбуждение вибрации



системы сообщением каким-либо ее точкам заданных движений, не зависящих от состояния системы. Другими словами, эти колебания вызываются заданным периодическим движением определённых точек оси трубопровода. Наличие внешних и внутренних источников кинематического возбуждения трубопроводов и появление неработающих опор приводит к возникновению интенсивных балочных колебаний трубопроводов технологической обвязки компрессорных станций. Определяющим значением при транспортировке газа является безопасность эксплуатации трубопроводов технологической обвязки КС, так как трубопроводы эксплуатируются в особенно жестких условиях и аварии могут иметь значительные экономические и экологические последствия, а также сопровождаться человеческими жертвами.

Появившиеся в связи с этим проблемы надежности и безопасности при эксплуатации трубопроводов технологической обвязки не могут быть решены путем полной реконструкции и модернизации оборудования вследствие больших материальных затрат. Поэтому возникает необходимость проведения комплекса диагностических работ, позволяющих своевременно предупреждать аварийные ситуации вследствие изменения НДС ТП. Возникает так же необходимость в проведении прогнозной оценки поведения исследуемого объекта. Все полученные данные могут быть заложены не только при планировании работ по техническому обслуживанию, но и при планировании строительно-монтажных восстановительных работ. Кроме того, полученная база данных может быть учтена при корректировке данных, рассчитываемых в соответствии с методическими рекомендациями [8-19] и требованиями научно-технической документации для трубопроводных конструкций.

#### *Программные продукты инженерного анализа*

Для решения такой сложной задачи специалисты трубопроводного транспорта углеводородов и ученые используют специализированные пакеты

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

численного моделирования. Такие пакеты обладают развитыми средствами инженерного анализа. Например, CAE-системы инженерного анализа (ABAQUS, ANSYS, COSMOS, I-DEAS, NASTRAN, и другие) позволяют не только выполнить качественное моделирование систем различной физической природы, но и исследовать отклик этих систем на внешние воздействия в виде распределения напряжений, температур, скоростей, электромагнитных полей и т.д. [20].

К исследуемым объектам применяют аппарат прочностного математического моделирования, на основе которого формулируются расчетные критерии и выполняются оценки надежности и ресурса, что в результате дает возможность создать нормативные материалы, методические рекомендации и средства повышения механической надежности. Использование таких программ помогает проектным организациям сократить цикл разработки, снизить стоимость изделий и повысить качество продукции, проверив несколько допустимых вариантов компоновки.

К наиболее распространенным лицензированным продуктам инженерного анализа относят SolidWorks, который является программным комплексом САПР для построения трехмерных моделей согласно ТУ и ГОСТ на трубы и детали, с учетом износа и возможных дефектов. Статический анализ в SolidWorks основан на следующих допущениях (рисунок 4) [21].

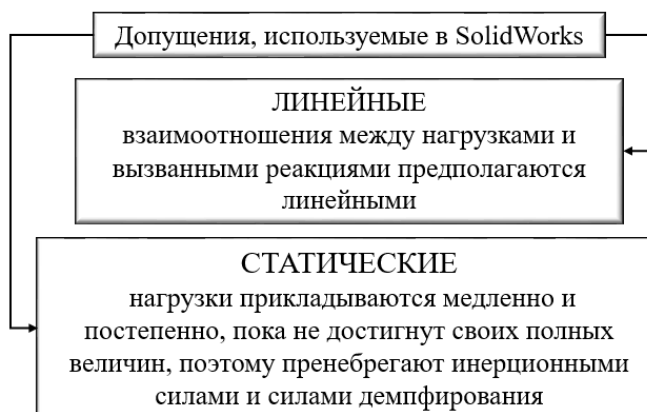


Рисунок 4 – Схема допущений для статического анализа в SolidWorks

В настоящее время часто применяемым в решении исследовательских задач является программный продукт Ansys. Программа ANSYS – это гибкое, надежное средство проектирования и анализа. Она работает в среде операционных систем самых распространенных компьютеров, особенностью программы является файловая совместимость всех членов семейства ANSYS для всех используемых платформ.

Ansys Mechanical – программная среда для оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов методом конечных элементов и модуль Ansys Fatigue Tool – для оценки усталостной долговечности.

#### *Программный комплекс Ansys*

Многоцелевая направленность программы (т.е. реализация в ней средств для описания отклика системы на воздействия различной физической природы) позволяет использовать одну и ту же модель для решения таких связанных задач, как прочность, долговечность, оценку ресурса конструкции. Это обеспечивает всем пользователям удобные возможности для решения широкого круга инженерных задач. При этом в основе изучения поведения материалов лежат численные методы конечных элементов (МКЭ) [20].

#### *Методы конечных элементов*

В основе метода конечных элементов лежит представление континуального твердого тела с бесконечным числом степеней свободы в виде ряда конечных элементов, соединенных между собой в узловых точках [22]. Силовые взаимодействия между конечными элементами передаются через узлы, перемещения которых являются неизвестными. Число степеней свободы одного элемента определяется числом узловых перемещений. Перемещения внутри элемента описываются функцией координат

$$\{u\} = [F]\{\alpha\}, \quad (1)$$

где  $\{u\}$  – вектор узловых перемещений;

$[F]$  - координатная матрица;

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$\{\alpha\}$  – вектор неизвестных коэффициентов

В дальнейшем все соотношения метода конечных элементов выражаются через узловые перемещения, которые и являются неизвестными. Линейная деформация внутри конечного элемента будет описываться формулами Коши

$$\{\varepsilon\} = [A]\{u\} = [B]\{u_i\}, \quad (2)$$

$$[B] = [A][N], \quad (3)$$

где  $[A]$  – матрица операций дифференцирования

Напряжения определяются по закону Гука:

$$\{\sigma\} = [D]\{\varepsilon\} = [D][B]\{u_i\}, \quad (4)$$

где  $[D]$  – матрица упругости, определяемая свойствами материала.

Основная формула метода конечных элементов имеет вид:

$$[K]\{u_i\} = \{p_i\} \quad (5)$$

$$[K] = \iiint_V [B]^T [D] [B] dV, \quad (6)$$

где  $[K]$  – матрица жесткости конечного элемента.

Необходимость моделирования пластических свойств металлов возникает, когда подвергнутые нагрузке детали и отдельные элементы конструкций работают за пределами упругости. Программа Ansys много направленная, позволяющая решить целый ряд задач. Данный вычислительный комплекс с помощью простых граничных условий позволяет моделировать геометрию любого расчетного элемента, в том числе с учетом длительных и кратковременных внешних и внутренних воздействий, приводящих к развитию осложняющих процессов. При этом нахождение долговечности заключается в вычислении количества блоков нагружения, которые способны выдержать исследуемый элемент или конструкция.

*Методика оценки долговечности конструкции*

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рассмотрим особенности методики оценки долговечности конструкции. При этом будем следовать набору шагов, предлагаемому в государственных стандартах и широко распространенных нормах расчета на прочность [23]. Данную последовательность шагов можно схематично представить в виде блок-схемы (рисунок 5). В итоге, все вычисления в результате решения статической задачи сводятся к поиску и расчету характеристик так называемой «опасной точки» (на основе минимального коэффициента запаса конструкции). В результате, в дальнейшем, рассматривается не вся конструкция в целом, а только эта «опасная точка».

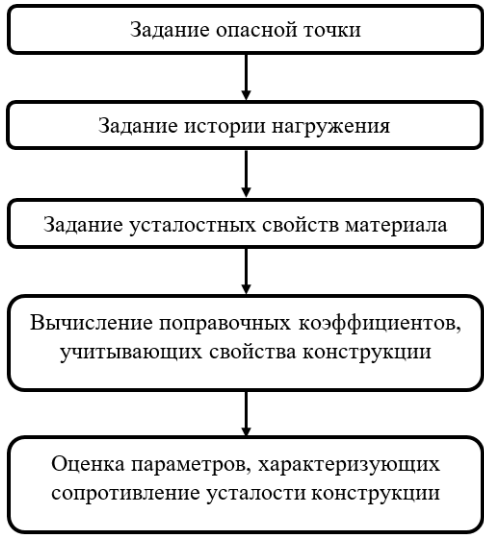


Рисунок 5 – Последовательность действий при оценке сопротивления усталости

Нагружение конструкции зависит от времени всех компонент тензора напряжений в каждой точке за весь период эксплуатации. Так как при эксплуатации ТПО КС не допустимы пластические деформации, то будем рассматривать многоцикловую усталость, при которой усталостное повреждение и разрушение происходит в основном при упругом деформировании. При этом, при упругом деформировании система в ходе рассматриваемого процесса является линейной. То есть напряжения, деформации и перемещения, возникающие в точках системы, прямо пропорциональны внешним усилиям. С учетом линейности системы

зависимость некоторой компоненты напряженного состояния в некоторой точке конструкции ТО КС с координатами (х, у, z) от времени будет иметь вид:

$$\sigma_{ij}(t) = \sigma_{ij}^{FE} k_{sc} T(t), \quad (7)$$

где  $i, j - \overline{x, y, z}$  ;

$\sigma_{ij}^{FE}$  – значение рассматриваемой компоненты напряженного состояния в опасной точке;

$k_{sc}$  – шкалирующий множитель, служащий для подгона значения статической силы F к интервалу изменения переменной нагрузки.

Следующим этапом при оценке долговечности ТО КС является задание свойств материала элементов конструкции. При многоцикловой усталости основной характеристикой материала, используемой для описания связи уровня внешней нагрузки с соответствующей ему долговечностью, является кривая усталости. Эта кривая описывает зависимость максимального значения напряжения (амплитуды деформации) в цикле от числа циклов до разрушения при данном уровне максимального напряжения, постоянного в ходе всего процесса нагружения. Данная кривая носит название кривой Велера (Wöhler). Такой подход носит название SN подхода, кривая усталости при таком описании, называется SN кривой (в нашем случае для элементов ТО газоперекачивающего агрегата (ГПА), (рисунок 6).

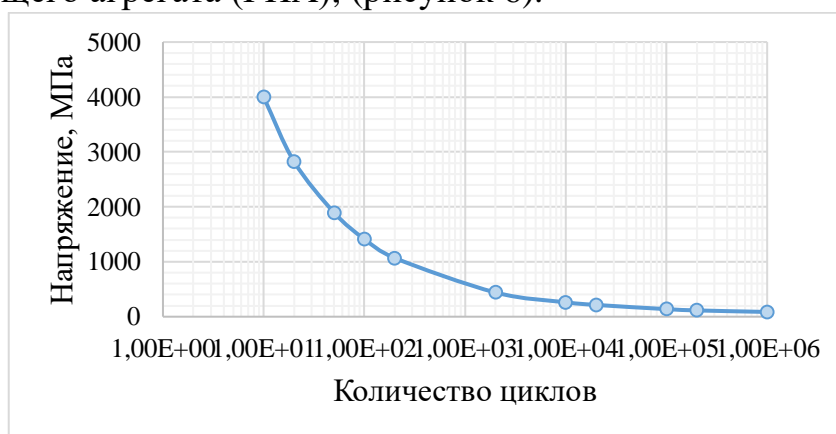


Рисунок 6 – Кривая Велера

Реальные конструкции, находящиеся в условиях переменного нагружения, обладают размерами, существенно отличающимися от размеров

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

стандартных образцов, их поверхность как-то обработана, помимо этого, она может быть подвергнута упрочнению, в изделиях может возникать концентрация напряжений.

Любой из перечисленных выше факторов приводит к изменению предела выносливости элемента конструкции. Поэтому для учета указанных факторов вводят коэффициент пересчета предела выносливости  $K_f$ , который называют коэффициентом снижения предела выносливости.

В соответствии с ГОСТ 25.504-82 [24], коэффициент снижения предела выносливости определяется по формуле:

$$K_f = K_v / \left( \frac{K_\sigma}{K_{d\sigma}} + \frac{1}{K_{F\sigma}} - 1 \right) \quad (8)$$

где  $K_v$  – коэффициент влияния поверхностного упрочнения;

$K_\sigma$  – эффективный коэффициент концентрации напряжений;

$K_{d\sigma}$  – коэффициент влияния абсолютных размеров поперечного сечения.

Коэффициент влияния шероховатости поверхности определяется по формуле:

$$K_{F\sigma} = 1 - 0,22 \cdot \lg(R_z) \cdot \left( \lg\left(\frac{\sigma_T}{2}\right) - 1 \right) \quad (9)$$

где  $R_z$  – шероховатость поверхности;

$\sigma_T$  – предел текучести;

Расчет долговечности будем проводить по соотношению Зодерберга:

$$\sigma_{a \text{ экв}} = \begin{cases} \frac{\sigma_a^{\text{пр}}}{1 - \frac{\sigma_m^{\text{пр}}}{\sigma_T}}, & \sigma_m^{\text{пр}} > 0 \\ 0, & \sigma_m^{\text{пр}} < 0 \end{cases} \quad (10)$$

где  $\sigma_a^{\text{пр}}, \sigma_m^{\text{пр}}$  – набор приведенных характеристик истории нагружения;

$\sigma_T$  – предел текучести;

*Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода*

Проведенный литературный анализ свидетельствует, что одним из определяющих критериев оценки поведения трубопроводов и оборудования

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

является их оценка через изменение напряженно-деформированного состояния, вследствие основных и дополнительных нагрузок на исследуемую систему. К наиболее непредсказуемым и опасным относят дополнительные нагрузки при сезонных подвижках грунта [25-27]. И особенно ярко выражены изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) в болотистой местности и на участках распространения многолетнемерзлых грунтов. Примером таких участков является северная территория Томской области.

Оценка НДС трубопроводов может входить или в состав плановых расширенных диагностических обследований трубопроводов КС объектов транспорта, или хранения газа ОАО «Газпром». Проведение работ осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 52330 - 2005 [28] с учетом Рекомендаций по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых магистральных газопроводов и трубопроводов компрессорных станций [29]. Перед проведением работ специализированная диагностическая организация составляет для эксплуатирующей организации техническое задание на организационную и техническую подготовку трубопроводов КС к диагностическим работам.

Структурно схема работ по оценке НДС трубопроводов показана на рисунке 7.



Рисунок 7 – Схема работ по оценке НДС трубопроводов [29]



При недостаточном объеме исходных данных (например, отсутствие исполнительной документации) количество точек измерения (как при нивелировании, так и при измерении деформаций и/или напряжений в металле труб) должно быть увеличено. Геодезические измерения дополняются проведением геометрических измерений с использованием штриховых мер длины (например, измерительная металлическая рулетка) и специальных измерительных инструментов и приспособлений (например, нивелир и уровень) в соответствии с РД 03-606-03 [30].

Из рассмотренного литературного обзора следует, что окончательные выводы, по объективной оценке, НДС трубопроводов предполагают многовариантную проработку способов снижения нагрузки для обеспечения нормальной эксплуатации КС. Поэтому для решения указанной задачи в выпускной квалификационной работе использование методов численного моделирования конструктивных решений с помощью продуктов инженерного анализа и программных средств позволит максимально качественно осуществить выбор оптимальных конструктивных решений.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## 2. Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбрана компрессорная станция, [REDACTED] в дальнейшем именуемая КС1. Компрессорная станция введена в эксплуатацию в [REDACTED]. КС1 предназначена для очистки, компримирования и транспортировки газа по 2х ниточному магистральному газопроводу. Диаметр каждой нитки газопровода – [REDACTED], проектное рабочее давление – [REDACTED] кг/см<sup>2</sup>. Технологическая схема КС1 приведена в приложении А.

### 2.1 Инженерно-геологические условия

В геоморфологическом отношении площадка КС1 располагается в [REDACTED]. Поверхность террасы слабоволнистая с врезанными ложбинами стока и большим количеством микрозападин, которые либо заболочены, либо сильно увлажнены.

На исследуемой территории имеет место заболачивание, сезонное промерзание и оттаивание, вымораживание и морозное пучение, что приводит к возникновению деформаций фундаментов трубопроводов технологических обвязок, значительных напряжений.

Геологические условия изучены до [REDACTED] метров. В верхней части разреза под насыпным грунтом мощностью до [REDACTED] м, прослежен суглинок тугопластичной консистенции с глубиной залегания [REDACTED] м, мощностью [REDACTED] м. Ниже по разрезу на всю глубину исследования простираются суглинки текучей консистенции, мощность слоя не определена. Расчетная глубина промерзания, согласно СНиП 2.02.01-83\*, определена на основе

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Характеристика объекта исследования	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	24	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

теплотехнических расчетов и составляет: для суглинистых грунтов, распространенных на объекте изысканий - ■ м.

Степень агрессивного воздействия грунтов выше и ниже уровня грунтовых вод – ■ согласно СП 28.13330.2012 [31]. В соответствии с ГОСТ 9.602-2005 [32], на анализаторе коррозионной активности грунта определена коррозионная агрессивность грунта по отношению к стали: по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля – грунты обладают ■ агрессивностью.

## 2.2 Гидрогеологические условия

При бурении в ■ до глубины ■ м были встречены подземные воды. Подземные воды представлены грунтовыми. Грунтовые воды на период изысканий выявлены на глубине ■ м, являются ■

Питание грунтовых вод осуществляется за счет гидравлической связи с водами местных рек, ручьев.

Подтопления паводковыми и грунтовыми водами территории не отмечается. Дождевые воды зарегулированы и в больших объемах на территории КС не скапливаются. В период активного снеготаяния и обильных атмосферных осадков на территории КС не исключено формирование временного уровня грунтовых вод – «верховодка» на глубинах ■ м.

По степени агрессивного воздействия воды - среды на бетон конструкций нормальной проницаемости в слабо фильтрующих грунтах, согласно СП 28.13330.2012 [31], грунтовые воды являются ■ по всем показателям. По отношению к арматуре железобетонных конструкций воды ■ - при периодическом смачивании и ■ – при постоянном погружении.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

### 2.3 Метеорологические и климатические условия

Климат района резко – континентальный. Зима – длинная и холодная, отмечается сильное понижение температуры, достигающее до минус 40 °С. Наиболее холодным месяцем является январь, средняя температура которого составляет минус 20 °С. Лето короткое и теплое, средняя температура составляет плюс 18 °С. В зимнее время над территорией циркулирует область повышенного давления в качестве отрога сибирского антициклона. Летом район находится под воздействием области пониженного давления. Таким образом, над рассматриваемой территорией, как летом, так и зимой преобладают континентальные воздушные массы, что ведёт к повышению температуры воздуха летом и понижению её зимой. Весеннее – осенние сезоны коротки, с резким колебанием температуры.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 1.5°С.

### 2.4 Сведения об особых природно-климатических условиях участка

#### Сейсмичность

Согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\* [33] сейсмическая активность по балльной системе шкалы MSK-64 при 10%-ой вероятности равна ■ баллов, 5%-ой вероятности равна ■ баллов и 1%-ой вероятности ■ баллов. По степени опасности сейсмического воздействия согласно СП 115.13330.2016 [34] участок работ относится к ■

#### Специфические грунты

Специфические грунты, представлены техногенными грунтами.

Территория КС частично отсыпана грунтом мощностью до ■ м и находится в устойчивом состоянии. Отклонений от рабочего режима в зданиях и сооружениях не отмечается. Осадки, провалы, трещины на стенах и перекрытиях не зафиксированы. Насыпной грунт представлен

					Характеристика объекта исследования	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

смесью, чаще . Отсыпка произведена способом с уплотнением. Давность отсыпки составляет более лет. Процесс самоуплотнения завершен.

## 2.5 Общая характеристика основного и вспомогательного оборудования

Технологическими требованиями ВРД 39-1.8-055-2002 [5] обуславливается, что в комплектация КС включает основное технологическое, энергетическое и сантехническое оборудование. Так как технологическая схема КС предусматривает следующие основные процессы обработки газа: очистку газа от жидких и механических примесей, компримирование газа, охлаждение после компримирования. Нормальная работа этого основного технологического оборудования обеспечивается следующими вспомогательными системами: системой топливного и пускового газа, системой импульсного газа, системой циклового воздуха, системой смазки и охлаждения смазочного масла, системой хранения и регенерации масла, системой воздуха для нужд КИП. системой смазки и охлаждения смазочного масла, системой хранения и регенерации масла, системой воздуха для нужд КИП.

В состав рассматриваемой в выпускной квалификационной работе

КС1 входят:

- два узла подключения;
- узел очистки газа (циклонные пылеуловители 3 шт.);
- здание компрессорного цеха с размещением в нем ЭГПА;
- здание служебно-эксплуатационное;
- блок учета состава расхода газа;

Вспомогательные системы:

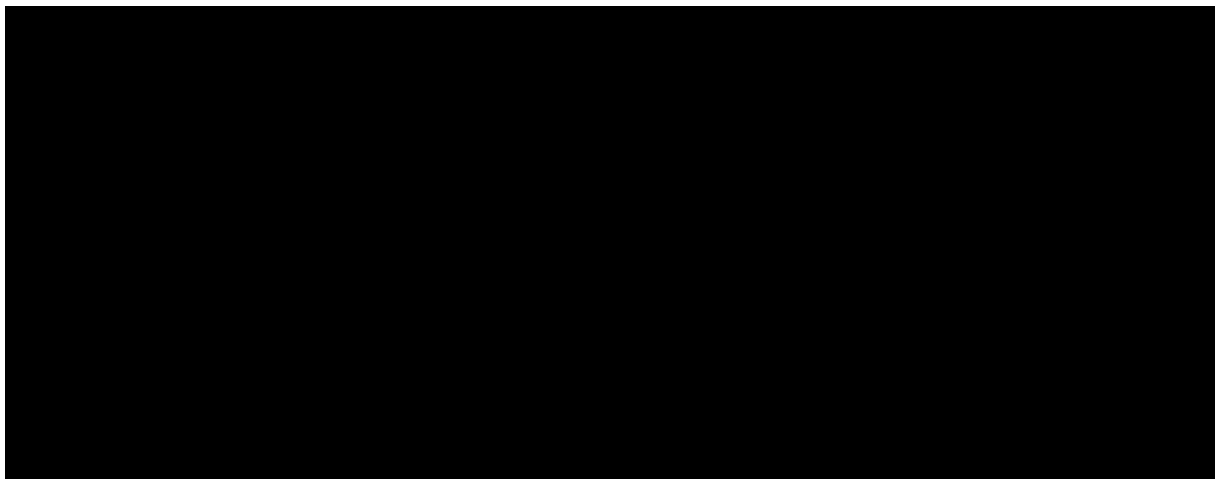
- мобильная азотная установка;
- компрессорная установка сжатого воздуха;

					Характеристика объекта исследования	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- система электроснабжения;
- система теплоснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система канализации и очистные сооружения;
- система молниезащиты;
- система ЭХЗ объектов КС;
- система связи.

КС1 оборудована электроприводными газоперекачивающими агрегатами [REDACTED] (4шт.),

Обозначение ЭГПА:



Основные характеристики ЭГПА представлены в таблице 1.

ЭГПА спроектирован в конструктивном исполнении с сухими газовыми уплотнениями и магнитным подвесом роторов машин. Это позволяет эксплуатировать ЭГПА без маслосистемы и сопутствующих ей подсистем. Регулирование производительности ЭГПА осуществляется экономичным методом за счет изменения скорости вращения ротора нагнетателя, соединенного с валом двигателя. Это позволяет повысить эффективность и оперативность регулирования и снизить потери энергии при

					Характеристика объекта исследования	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

компримировании в сравнении с другими методами регулирования производительности.

Таблица 1 – Основные характеристики ЭГПА

Наименование параметра	Ед. измер.	Значение
Номинальное напряжение на входе	В	■
Производительность объёмная отнесённая к 20 °С и 0,1013 МПа	млн. м³/сут	■
Производительность объёмная, отнесённая к начальным условиям	м³/мин	■
Давление газа конечное абсолютное при выходе из нагнетателя	МПа	■
Давление газа начальное абсолютное при входе в нагнетатель	МПа	■
Степень повышения давления (степень сжатия)	о.е.	■
Температура газа на входе в нагнетатель	°С	■
Плотность газа, отнесенная к 20 °С и 0.1013 МПа	кг/м³	■
Политропный КПД нагнетателя, не менее	о.е.	■
КПД привода в номинальном режиме*, не менее	о.е.	■
Мощность привода, номинальная	кВт	■
Частота вращения, номинальная	об/мин	■
Диапазон рабочих частот вращения, от номинальной, без превышения номинальной мощности	%	■
Точность поддержания частоты вращения в рабочем диапазоне частот (в % от номинальной скорости)	%, не хуже	■

Схема технологической обвязки ЭГПА № 1-4 КС1 представлена в приложении Б.

## 2.5.1 Описание составных частей ЭГПА

### *Нагнетатель центробежный (ЦБН)*

ЦБН – является турбомашинной центробежного типа и предназначен для сжатия природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Конструкция ЦБН – одноступенчатая. ЦБН состоит из следующих основных частей (рисунок 8).

					Характеристика объекта исследования	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

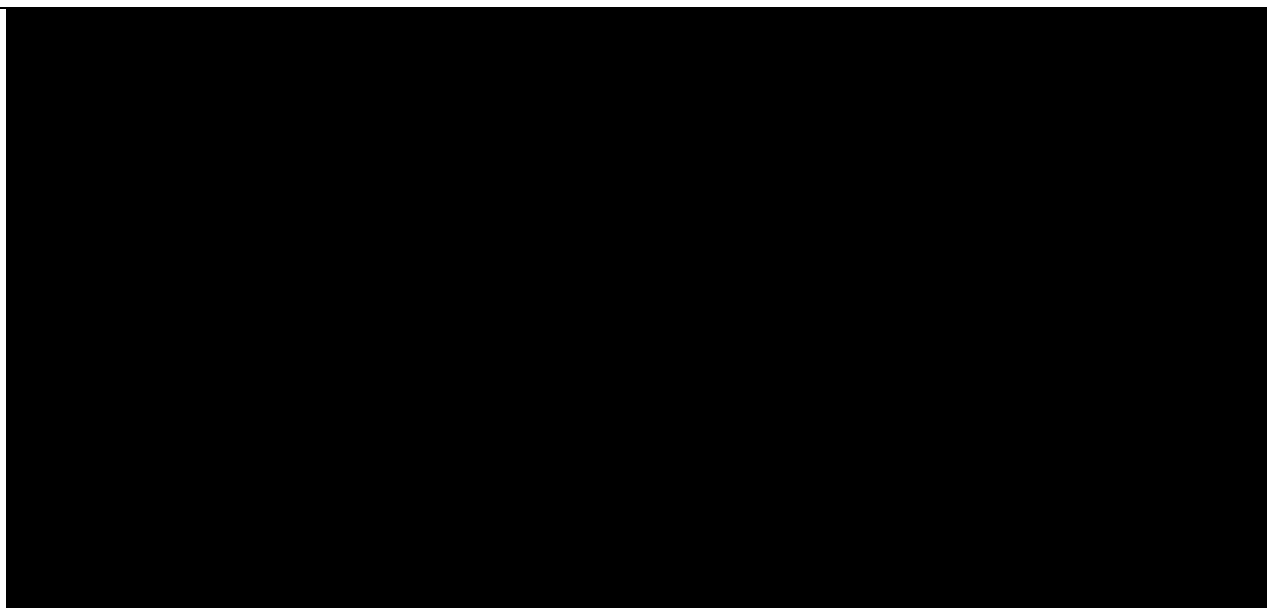


Рисунок 8 – Состав нагнетателя

*1 – цилиндр, 2 – пакет, 3 – блок радиального МП, 4 – блок радиально-упорного МП, 5 – трубопровод, 6 – всасывающий патрубок, 7 – нагнетательный патрубок, 8 – шпонка продольная, 9 – шпонка поперечная, 10 – рама фундаментная, 11 – опора, 12 – наварыш*

ЦБН соединен с электроприводом без использования повышающего редуктора (мультипликатора) напрямую через компенсирующую пластинчатую муфту.

Основные параметры ЦБН на номинальном режиме соответствуют параметрам, указанным в таблице 3 при расчетных условиях, приведенных в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные условия эксплуатации ЦБН

Наименование параметра	Ед. измер.	Знач-е
Давление газа конечное, абсолютное на выходе из нагнетателя	МПа	■
Степень сжатия (отношение давлений)		■
Давление газа начальное, абсолютное на входе в нагнетатель	МПа	■
Температура газа на входе в нагнетатель	°С	■
Плотность газа, отнесенная к 20°С и 0,1013 МПа	кг/м <sup>3</sup>	■
Номинальная частота вращения ротора нагнетателя	об/мин.	■

					Характеристика объекта исследования	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Таблица 3 – Основные параметры ЦБН

Наименование параметра	Ед. измер.	Значение
Производительность объемная, отнесенная к 20°C и 0,1013 МПа	млн. <sup>3</sup> /сут	■
производительность объемная, отнесенная к начальным условиям	млн <sup>3</sup> /мин	■
Номинальная механическая мощность, потребляемая нагнетателем на муфте электродвигателя,	кВт	■
Политропный КПД		■
Масса	кг	■
Диапазон рабочих температур	°C.	■
Степень защиты, не хуже	-	■

Сжимаемый газ не токсичен, горюч, взрывоопасен при объемной доле газа в воздухе от ■ до ■ %, по коррозионному воздействию на металлы нейтрален. Природный газ на входе в ЦБН должен соответствовать требованиям ОСТ 51.40.93 [35] .

#### *Допускаемые отклонения параметров ЦБН*

Производительность объемная и степень сжатия, указанные в таблицах 2 и 3, должны выполняться при предельном отклонении частоты вращения ротора на ■ от номинальной. Рабочий диапазон изменения частоты вращения ротора ЦБН - от ■ до ■ об/мин. Устойчивая работа ЦБН обеспечивается во всем рабочем диапазоне изменения частот вращения и в диапазоне изменения объемной производительности по условиям всасывания от значения не выше ■ от номинальной величины до максимального значения при работе на недресселированный контур (запас по помпажу не менее ■).

Эффективная работа ЦБН на переменных режимах обеспечивается на кривой политропного КПД для постоянной частоты вращения в диапазоне от границы помпажа до точки, соответствующей ■ от номинальной величины политропного напора. Снижение КПД по сравнению с оптимумом не превышает ■ (относительных).

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

Допустимое снижение политропного КПД ЦБН за межремонтный период не более [REDACTED] (относительных). После проведения капитальных ремонтов значение КПД должно восстанавливаться.

### Электродвигатель

В качестве приводного средства в ЭГПА использован [REDACTED] [REDACTED] электродвигатель (далее АД) с массивным ([REDACTED]) ротором. АД совместно с преобразователем частоты (ПЧ) образует электропривод ЭГПА. АД имеет специальную конструкцию, позволяющую развивать высокую скорость вращения ротора и работать на ЦБН напрямую через компенсирующую муфту без использования повышающего редуктора (мультипликатора). Это позволяет исключить из состава ЭГПА повышающий редуктор. Ротор АД установлен на магнитный подвес того же типа, что и подвес ЦБН. Основное отличие заключается в отсутствии в конструкции АД осевого магнитного подшипника. Осевая стабилизация ротора АД достигается осевой стабилизацией ротора ЦБН.

Основные параметры АД приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные параметры АД

Параметр	Об-е	Ед. измер.	Значение
Мощность АД номинальная	$P_{ном.}$	кВт	[REDACTED]
Скорость вращения ротора номинальная	$n$	об/мин	[REDACTED]
КПД АД (номинальный) по ИЕС	$\eta_0$	%	[REDACTED]
Коэффициент мощности двигателя ( $\cos(\varphi)$ ) (номинальный) по ИЕС			[REDACTED]
Момент номинальный	$M_H$	кН×м	[REDACTED]
Ток в фазе номинальный	$I_n$	А	[REDACTED]
Максимальная мощность АД (при температуре изоляции по классу F/F)	$P_{мах.}$	кВт	[REDACTED]
Скорость вращения ротора АД при максимальной мощности	$n_B$	об/мин	[REDACTED]

## ***Преобразователь частоты***

Преобразователь частоты (далее ПЧ) предназначен для питания и управления электродвигателем и вместе с последним образует электропривод ЭГПА. ПЧ построен на базе мощных высокоэффективных полупроводниковых ключей ■■■■■, обеспечивающих высокий КПД преобразования энергии и компактность преобразователя. Основная функция ПЧ – регулирование скорости вращения АД, осуществляемая путем регулирования частоты напряжения, питающего АД. ПЧ работает с АД по методу векторного управления без датчика скорости. Обеспечивает регулировку частоты выходного напряжения в пределах 0...150 Гц, регулировку величины выходного напряжения – в пределах 0...3300 В. Питание ПЧ производится через ■■■■■ схему выпрямления от двух согласующих трансформаторов, соединенных с ПЧ при помощи ■■■■■ трехфазных силовых шин.

ПЧ снабжен защитами от следующих ситуаций:

- Короткое замыкание в цепи питания АД;
- Превышение максимального тока питания АД;
- Заклинивание АД;
- Высокое/низкое напряжение в звене постоянного тока;
- Многофазное короткое замыкание входных шин на землю.

Охлаждение ПЧ – принудительное воздушное. Осуществляется встроенными вентиляторами. ПЧ состоит из четырех шкафов, собранных в несколько секций, которые могут быть состыкованы на объекте.

## ***Система автоматического управления ЭГПА***

Система автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата САУ ЭГПА (далее САУ) предназначена для работы в составе ЭГПА.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

САУ предназначена для:

- автоматизации операций контроля, управления, защиты и регулирования ЭГПА;
- взаимодействия с системами автоматического управления "цехового уровня (САУ КЦ) в том числе с реализацией функций управления с АРМ диспетчера КЦ;
- работа без постоянного присутствия оперативного персонала КС - управление с АРМ диспетчера КС;
- работы в автономном режиме при отсутствии или неработоспособности систем верхнего уровня или при ремонтных и наладочных работах этих систем;
- функционирования в условиях текущей нормальной эксплуатации и в режимах с отклонениями от нормальной эксплуатации, в предаварийных режимах и при авариях;
- повышения надежности и эксплуатационных характеристик ЭГПА за счет современных структурных решений САУ, ее конструктивного исполнения и применения современных контроллеров и датчиков с улучшенными техническими характеристиками и показателями надежности.

### ***Система электроснабжения оборудования ЭГПА***

Система электроснабжения собственных нужд ЭГПА (далее ЩРС) представляет собой комплектное низковольтное устройство, предназначенное для питания ЭГПА по цепям собственных нужд. Входными линиями для ЩРС являются:

- Ввод переменного напряжения ■■■ В;
- Ввод гарантированного переменного напряжения ■■■ В;
- Ввод гарантированного постоянного напряжения ■■■ В.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

Выходные линии ЩРС полностью удовлетворяют потребности ЭГПА в питании по цепям собственных нужд:

- Вывод переменного напряжения ■■■ В;
- Вывод гарантированного переменного напряжения ■■■ В;
- Ввод гарантированного постоянного напряжения ■■■ В;
- Ввод гарантированного постоянного напряжения ■■■ В.

ЩРС обеспечивает защиту питаемого оборудования, независимую подачу/отключение питания на отдельные узлы ЭГПА в случае необходимости, необходимое преобразование напряжений, индикацию о неполадках питания. Конструктивно ЩРС состоит из четырех шкафов, размещаемых взаимно произвольно. ЩРС изготовлен в сейсмостойком исполнении. ЩРС не предназначен для эксплуатации во взрывоопасной среде, а так же в среде, содержащей токопроводящую пыль, агрессивные газы и пары в концентрациях, разрушающих металл и изоляцию.

Климатическое исполнение удовлетворяет следующим условиям:

- высота над уровнем моря не более ■■■ м;
- предельные значения температуры окружающего воздуха от ■■■ до ■■■, относительная влажность окружающего воздуха – не выше ■■■ при температуре ■■■.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

### **3. Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов**

#### **3.1 Общие положения**

В ходе эксплуатации компрессорной станции КС1 было выявлено сезонное изменение высотного положения опор технологической трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающего агрегата (ТПО ЭГПА), что привело к увеличению механических напряжений в ТПО ЭГПА. Следовательно, необходимо проведение работ по мониторингу напряженно-деформированного состояния (НДС) ТПО ЭГПА.

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-327-2009 [36], основные этапы работ по мониторингу НДС технологических трубопроводов включают:

- сбор и анализ общих исходных данных;
- геодезические измерения (нивелирование) на трубопроводах в контрольных (опорных) точках;
- расчет уровня допустимых напряжений по СП 36.13330.2012
- приборное измерение механических напряжений в металле труб в контрольных (опорных) точках;
- расчет НДС с использованием программных средств (ПС);
- анализ результатов и расчетов, разработка рекомендаций.

#### **3.2 Сбор и анализ общих исходных данных**

В процессе сбора исходных данных по проектной и исполнительной документации на обследуемую группу технологических трубопроводов были подготовлены и проанализированы следующие исходные данные:

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	36	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

- проектные чертежи трубопроводов основного назначения;
- исполнительная схема фундаментов и проектные чертежи опорных конструкций ТПО ЭГПА;
- сертификаты качества на трубы и соединительные фасонные изделия;
- исполнительные схемы сварных стыков трубопровода;
- паспорта на запорную арматуру;
- параметры эксплуатации трубопровода на номинальном и рабочем режимах (давление и температура транспортируемого газа);

В процессе визуального и инструментального контроля ТПО ЭГПА были проведены следующие работы:

- уточнены геометрические размеры элементов трубопроводов;
- измерена степень прилегания трубопровода к опорам (величины зазоров);

Общий вид ТПО ЭГПА представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Общий вид ТПО ЭГПА

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		37

### 3.3 Результаты геодезических измерений

Основной целью проведения геодезических измерений (нивелирования) и анализа их результатов является выявление и оценка перемещений трубопроводов КС вследствие воздействия на них элементов опорной системы и грунтов.

Этап геодезических измерений включает:

- для надземной части трубопровода – проведение измерений в полном объеме по расширенной программе;
- для подземной части трубопровода – проведение измерений высотного положения геодезических маркеров;
- анализ результатов нивелирования.

Геодезическая съемка проводится по верхним образующим трубопроводов надземной части ТПО. Геодезические измерения на подземной части трубопроводов обеспечиваются высотным положением геодезических маркеров.

Согласно СТО Газпром 2-2.3-327-2009 [36] нивелирование проводилось по ■ классу в соответствии с ГКИНП (ГНТА)-03-010-03 [37].

На рисунке 10 приведена схема трубопроводной обвязки нагнетателей ЭГПА с указанием расположения контрольных (опорных) точек геодезических измерений. Нивелирный ход делается по всем точкам и опирается на исходный репер, находящийся на опоре мачты освещения, абсолютная высотная отметка которого известна (■ м).

За период с января 2013 по декабрь 2018 года была собрана статистика изменения высотного положения надземной части трубопроводов технологической обвязки ЭГПА №1-4 КС1 (приложение В).

Используя данные приведенной статистики, провели анализ колебаний высотного положения опор ТПО ЭГПА КС1 и пришли к выводу, что

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



максимальное значение отклонения высотной отметки относительно проектного положения регистрируется у трубопроводной обвязки ЭГПА №1.

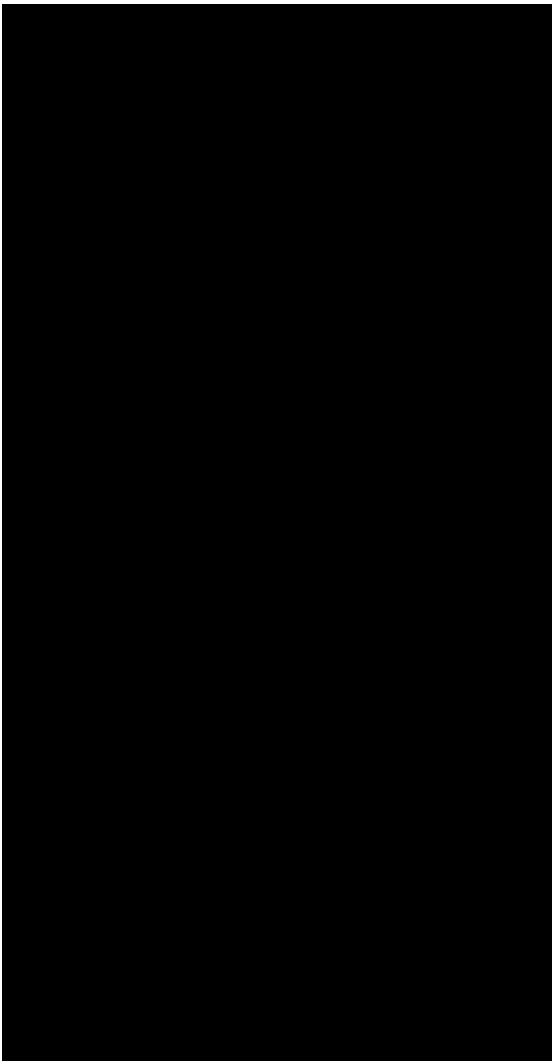
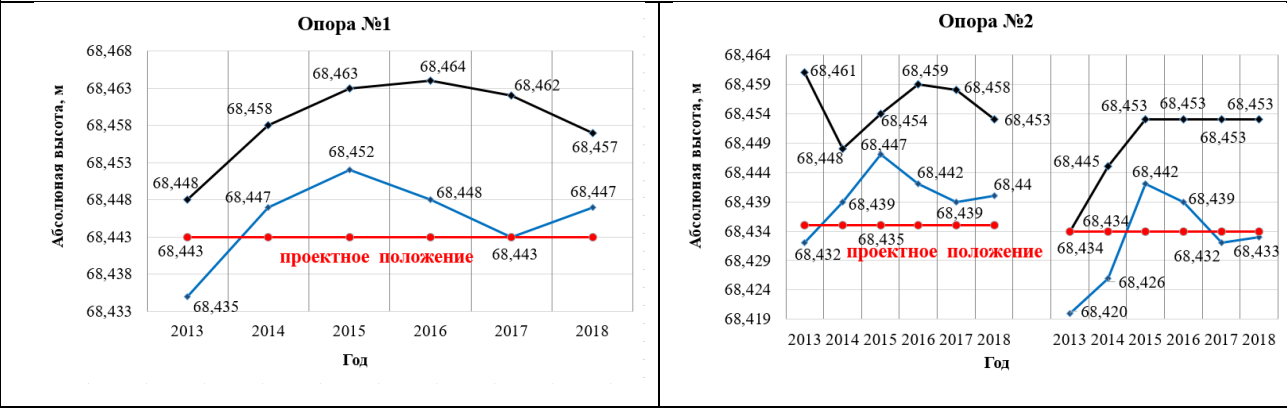


Рисунок 10 – Расположение опорных точек геодезических измерений на ТПО ЭГПА

Приведем статистические изменения высотных отметок опор ТПО ЭГПА№1 от базовых значений к виду, представленному на рисунке 11.



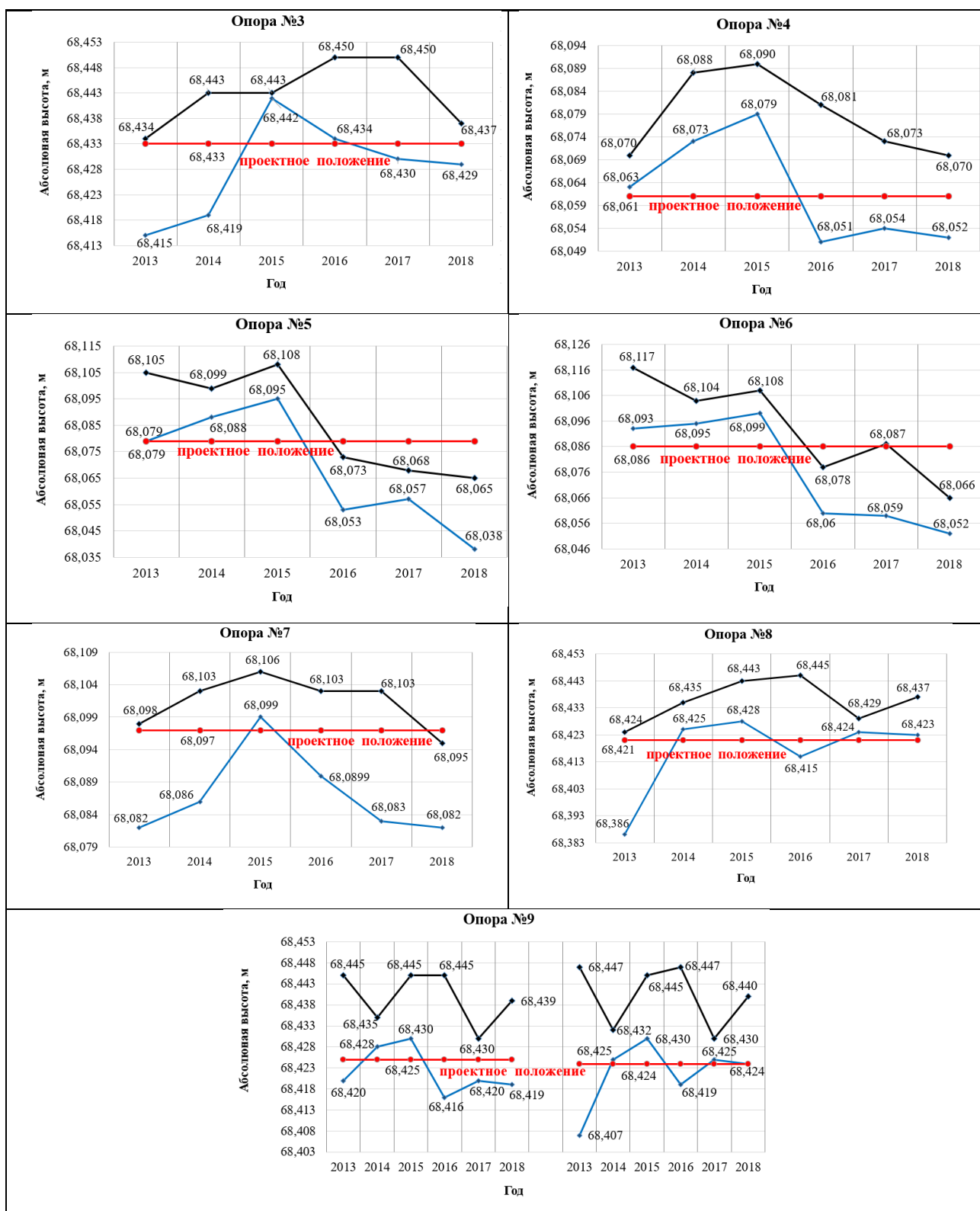


Рисунок 11 – Изменение высотных отметок опор ТПО ЭГПА№1

Проследим влияние сезонных колебаний опор на напряжения, возникающие в ТПО ЭГПА№1, для этого проведем технологические расчеты.

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электрогазоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист 40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

### 3.4 Расчет уровня допустимых напряжений по СП 36.13330.2012

Расчета допустимых уровней напряжений осуществлялся для определения максимальных сжимающих и растягивающих продольных напряжений при номинальных температурных перепадах и проектном давлении перекачиваемого продукта в трубах и соединительных деталях.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета допустимых уровней напряжений

Элемент ТПО	Предел прочности $\sigma_{\sigma}$ , МПа	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Марка стали
Трубопровод 720х16			
Трубопровод 325х12			

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) для надземного трубопровода  $R_2$  равно:

$$R_2 = \frac{\sigma_T \cdot m}{k_2 \cdot k_n} \quad (11)$$

где  $k_2$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 11 СП 36.13330.2012 [4].

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1 СП 36.13330.2012 [4];

$k_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 СП 36.13330.2012 [4].

Принимаем значение коэффициента надежности по материалу  $k_2 = 1,15$ . Коэффициент надежности по назначению для трубопровода при максимальном давлении 55 кгс/см<sup>2</sup> (5,4 МПа) принимаем  $k_n = 1,00$ , а коэффициент условий работы для трубопроводов категории В –  $m = 0,6$ .

Максимальные продольные напряжения в надземном трубопроводе должны удовлетворять условию:

$$|\sigma_{np}| \leq \psi_4 \cdot R_2 \quad (12)$$

где  $\psi_4$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{np.N} \geq 0$ )

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

принимаемый равным единице, а при сжимающих ( $\sigma_{np.N} < 0$ ) – определяемый по формуле:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\delta_{кц}}{R_2}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{\delta_{кц}}{R_2}} \quad (13)$$

где  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления (МПа), определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{np \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} \quad (14)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе), принимаемый равным 1,1 (по табл. 14 СП 36.13330.2012);

$p$  – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, МПа;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, см;

$\delta_n$  – номинальная толщина стенки трубы, см.

В таблице 6 представлены результаты расчетов согласно представленному алгоритму.

Таблица 6 – Результаты расчетов допустимого уровня продольных напряжений

Наименование параметра	Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) $R_s$ , МПа	Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления $\sigma_{кц}$ , МПа	Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб $\psi_4$	Максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий $\sigma_{пр}$ , МПа	
				растяжения	сжатия
Трубопровод 720x16	■	■	■	■	■
Трубопровод 325x10	■	■	■	■	■

### 3.5 Приборные измерения значений механических напряжений

Согласно СТО Газпром 2-2.3-327-2009 [36] наряду с геодезическими измерениями на трубопроводах необходимо, также приборное измерение

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электрогазоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

механических напряжений в металле труб в контрольных точках. Измерения проводятся анализатором напряжений «[REDACTED]» (рисунок 12).

Анализатор напряжений и структуры металлов магнитошумовой «[REDACTED]» (анализатор) предназначен для возбуждения магнитного шума (шума Баркгаузена) в объектах из ферромагнитных материалов путём их локального перемагничивания, преобразования магнитного шума в электрический сигнал, обработки, измерения и вывода информации об его интенсивности.

Принцип действия анализатора основан на эффекте Баркгаузена – возникновении скачков намагниченности шумов Баркгаузена) при перемагничивании ферромагнитного материала. Характеристики этих шумов тесно связаны со структурой материала и его состоянием (например, с внутренними напряжениями). Анализатор осуществляет перемагничивание испытуемого материала и регистрацию интенсивности возникающего при этом магнитного шума.

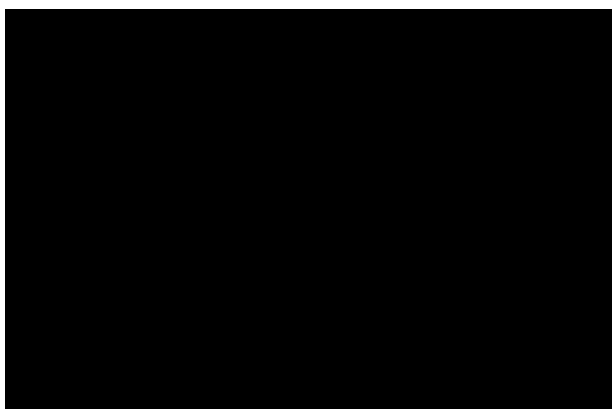


Рисунок 12 – Анализатор напряжений и структуры металлов магнитошумовой «[REDACTED]»

На рисунке 13 приведена схема трубопроводной обвязки нагнетателей ЭГПА с указанием расположения контрольных (опорных) точек приборных измерений механических напряжений.

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

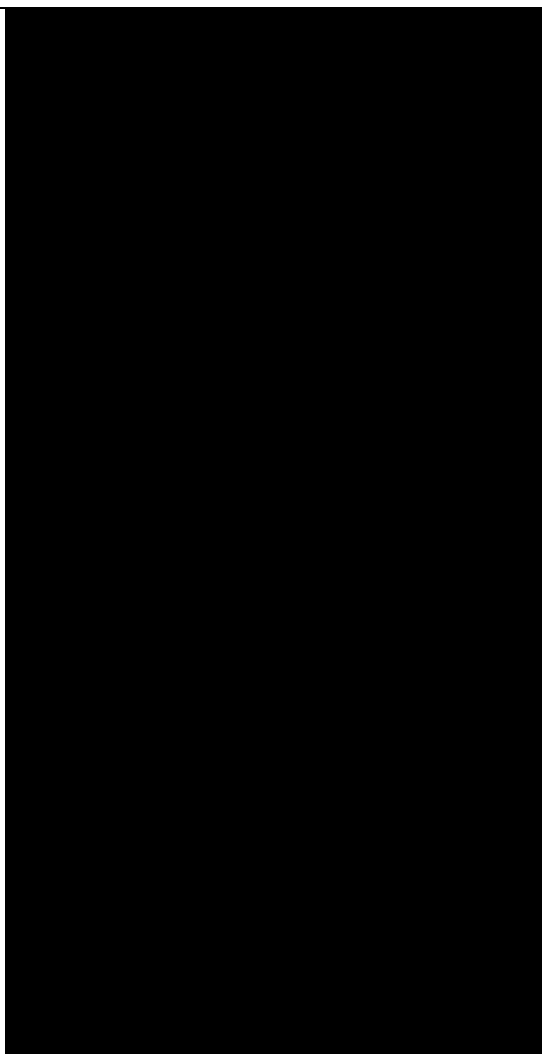


Рисунок 13 – Расположение опорных точек приборных измерений механических напряжений на ТПО ЭГПА

Для оценки НДС в трубопроводе анализатором необходимо в указанной точке на теле трубы подготовить площадку измерения напряжений (ПИН). Измеряемая величина по каждой ПИН усредняется по выборке 5 – 10 измерений по всей поверхности ПИН.

Размещения ПИН в сечении трубы назначается: для горизонтальных участков труб – 2 ПИН на верхней и нижней образующих трубы, для вертикальных участков – 4 ПИН. Измерения проводятся только при остановленном ЭГПА, так как при работающем ЭГПА вибрация передается на датчик анализатора и значения становятся не корректными.

					Расчет НДС трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающих агрегатов КС1 при воздействии внешних факторов	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## 4. Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств

### 4.1 Создание расчетной модели участка нефтепровода с помощью систем инженерного анализа

Определение НДС системы осуществляется численным методом конечных элементов (МКЭ) вычислительного комплекса ANSYS Workbench, позволяющим точно моделировать геометрию расчетной области и граничные условия.

Расчет НДС производится в 2 этапа. На первом этапе создается трехмерная модель конструкции (рисунок 14, 15), задаются механические характеристики материала элементов (таблица 7).

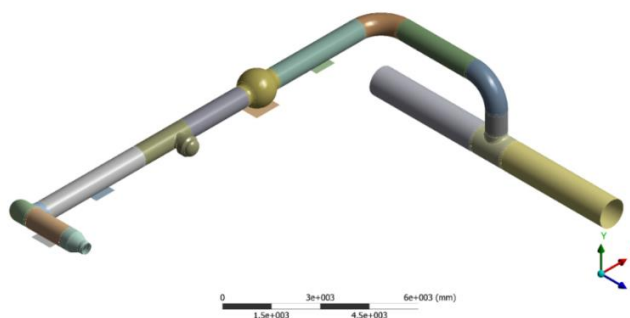


Рисунок 14 –Трехмерная модель линии нагнетания ЭГПА для исследования

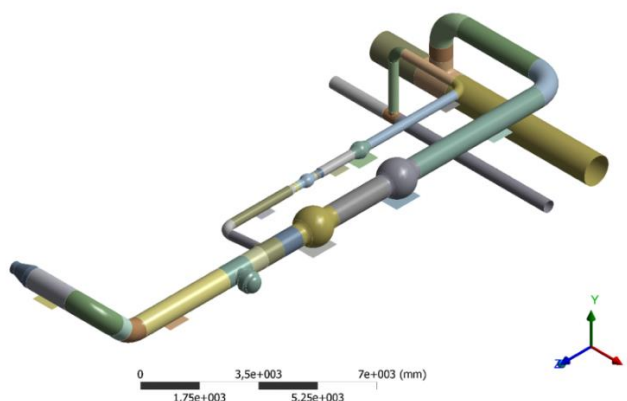


Рисунок 15 – Трехмерная модель линии нагнетания ЭГПА для исследования

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	45	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Таблица 7 – Механические характеристики стали элементов ТПО.

Наименование элемента ТПО	марка стали	Предел прочности $\sigma_B$ , МПа	предел текучести $\sigma_T$ , МПа	модуль упругости, МПа	Коэф. Пуассона	Коэф. темп-го расширения, град <sup>-1</sup>	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Труба 720( )							
Труба 325( )							
Тройник ТШС							
Тройник ТШС							
Тройник							
Отвод ОКШ 45°							
Отвод ОКШ 90°							
Отвод П90°							

С помощью модуля «Mesh» вычислительного комплекса ANSYS Workbench генерируется сетка конечных элементов (рисунок 16, 17).

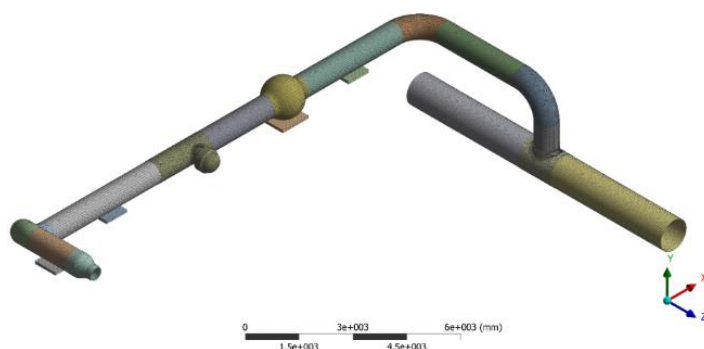


Рисунок 16 – Конечно-элементная модель линии всасывания ЭГПА

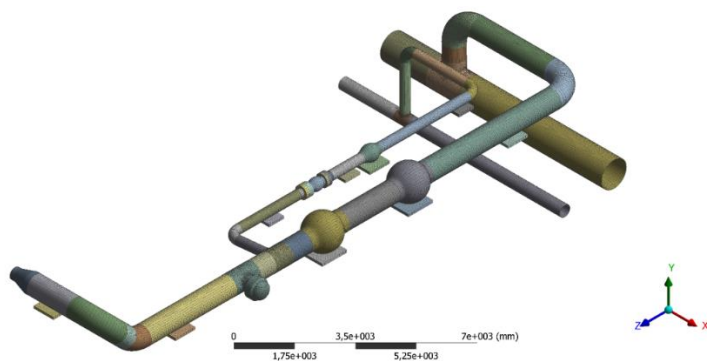


Рисунок 17 – Конечно-элементная модель линии нагнетания ЭГПА

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46



Таблица 8 – Качественные характеристики сетки модели

ТПО ЭГПА	Макс. Jacobian Ratio	Мин. Element Quality	Макс. Aspect Ratio
Линия всасывания	■	■	■
Линия нагнетания	■	■	■

По основным параметрам проверяется качество сетки (таблица 8). Как видно в приведенной выше таблице сетка конечных элементов построена качественная, что позволит получить достаточно точные результаты.

На втором этапе задаются граничные условия (таблица 9).

Таблица 9 – Граничные условия для расчета НДС ТПО ЭГПА

Средняя температура в компрессорном цеху, град	■
Перепад температур на площадке КС, град	■
Средняя температура в газа на входе, град	■
Рабочее давление в трубопроводе, МПа	■
Ускорение свободного падения, м/с <sup>2</sup>	■
<b>Характеристики контакта (труба-опора)</b>	
Тип контакта	■
Коэффициент трения	■
Поведение	■
Формулировка	■

Перемещения опор задаются с учетом данных геодезической съемки ТПО ЭГПА. Затем данные передаются в решатель ANSYS Solver, где производится расчет.

## 4.2 Линия всасывания ЭГПА №1

Для анализа НДС линии всасывания ТПО ЭГПА в ANSYS Workbench будем использовать модуль статического прочностного анализа (Static Structural). Проверяем условие крепления модели. В данной задаче крепление модели производится по ответному фланцу ЭГПА. Тип закрепления Remote

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

Displacement с нулевыми перемещениями. Данный вид закрепления позволяет избежать ошибок, связанных при закреплении трубы с внутренним давлением.

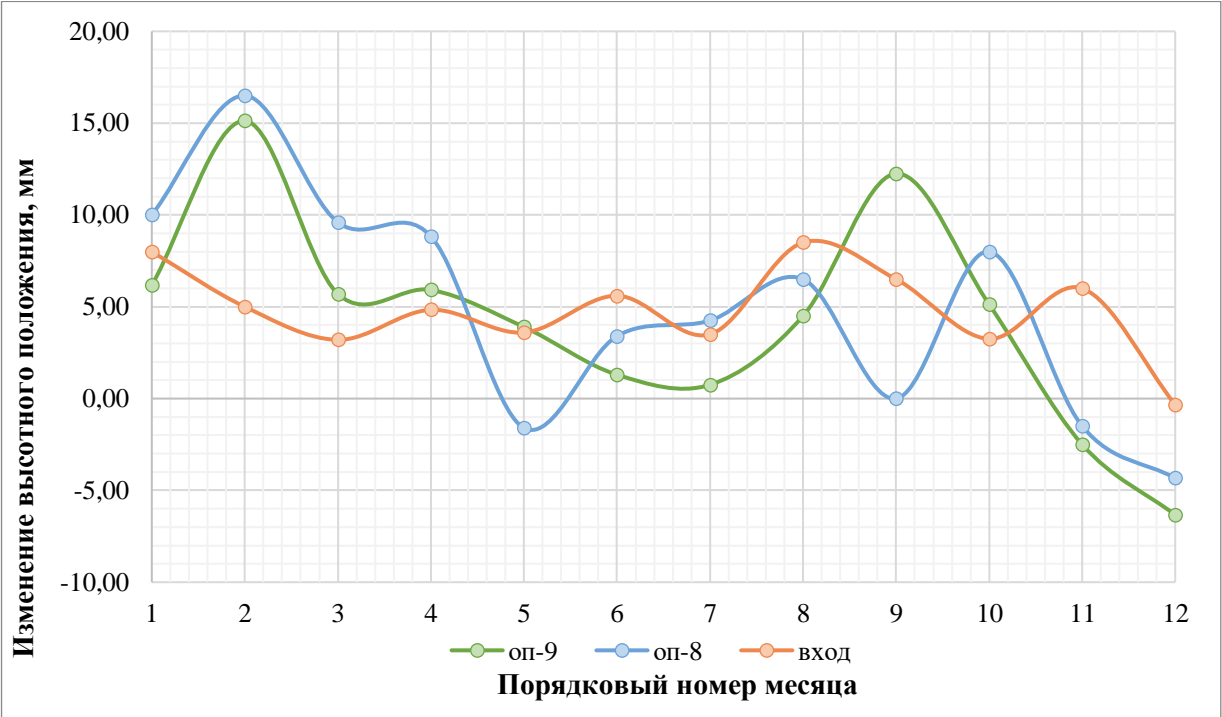


Рисунок 18 – Среднестатистические значения сезонного изменения высотного положения линии всасывания ТПО ЭГПА№1

Перемещение опорных конструкций задается последовательно с шагом 1 согласно рисунку 18, опоры №11 и №12 неподвижны. В результате расчета получен график изменения минимального коэффициента запаса по пределу текучести линии всасывания ТПО ЭГПА№1 (рисунок 19). На рисунке 19 представлено распределение коэффициента запаса для шага 2, минимальное значение которого на отводе [REDACTED] составляет [REDACTED]. Что является самой нагруженной областью линии всасывания ТПО ЭГПА№1.

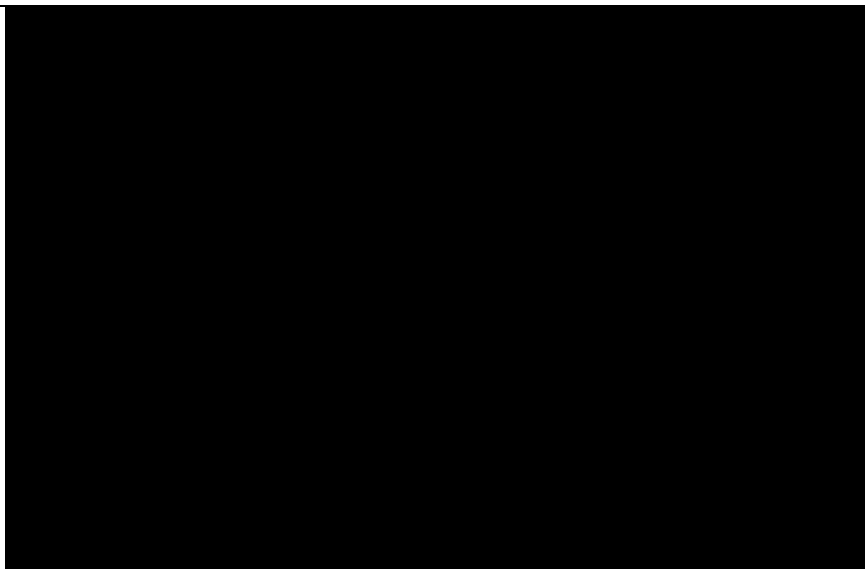


Рисунок 19 – Изменение минимального коэффициента запаса по пределу текучести линии всасывания ТПО ЭГПА№1

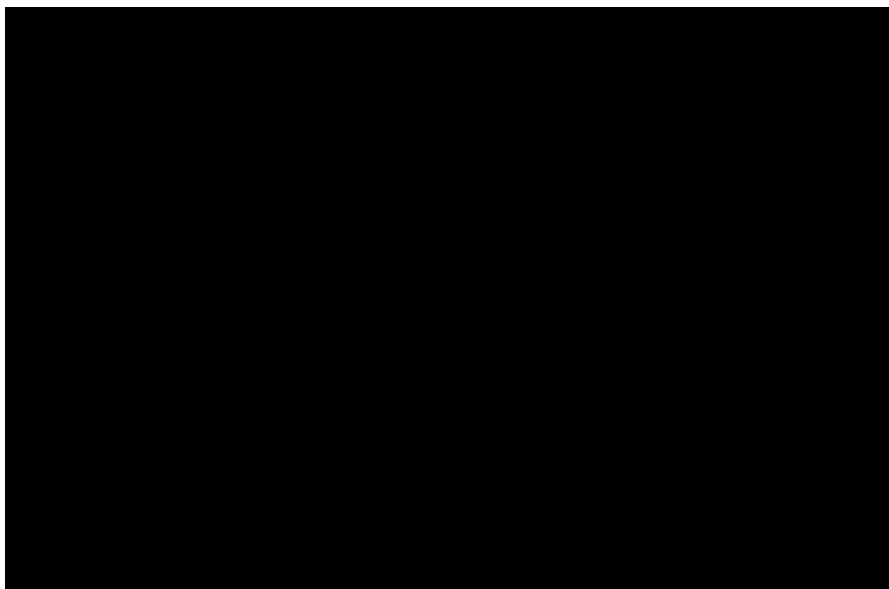


Рисунок 20 – Распределение коэффициента запаса по пределу текучести линии всасывания ТПО ЭГПА№1 для шага 2

Проведем исследование прочностных характеристик данной области. На рисунке 21 представлен график изменения эквивалентных напряжений на отводе ОКШС 90° [REDACTED] линии всасывания ТПО ЭГПА№1. На рисунке 22 представлено распределение эквивалентных напряжений для шага 2, максимальное эквивалентное напряжение составляет [REDACTED] МПа.

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49

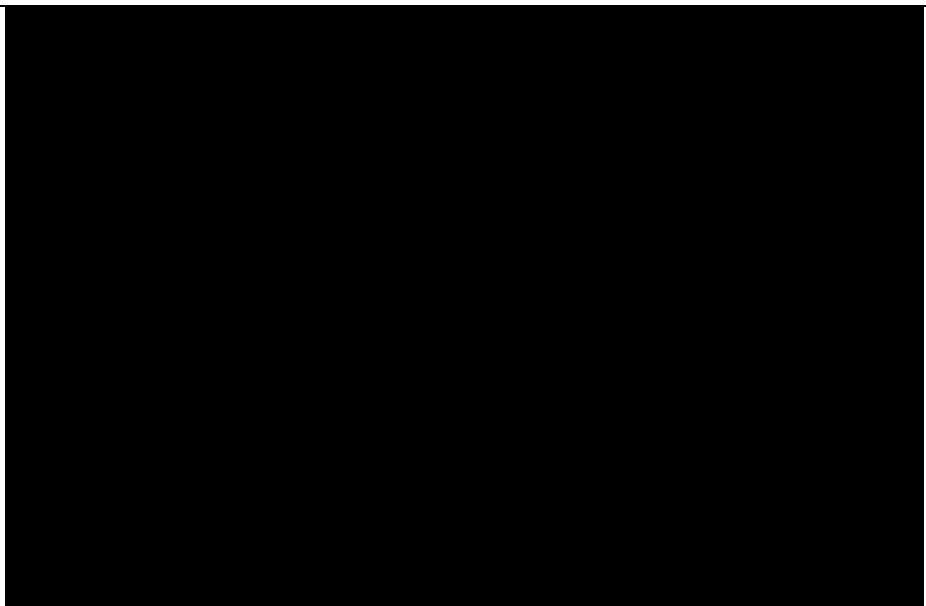


Рисунок 21 – Изменение максимальных эквивалентных напряжений самой нагруженной области ТПО ЭГПА№1 (Отвод ОКШС 90° [REDACTED])

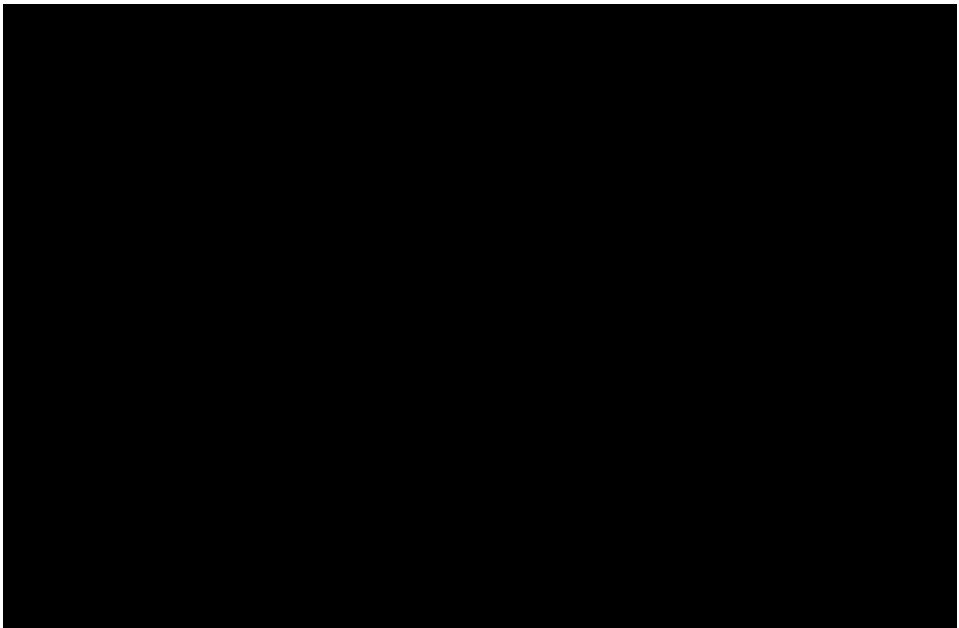


Рисунок 22 – Распределение эквивалентных механических напряжений самой нагруженной области линии всасывания ТПО ЭГПА№1 (Отвод ОКШС 90° [REDACTED]) для шага 2

Проведем анализ расчетных и измеренных значений механических напряжений линии всасывания ЭГПА№1. На рисунках 23 и 24 представлены графики сезонного изменения измеренных и расчетных продольных напряжений в контрольной точке.

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		50

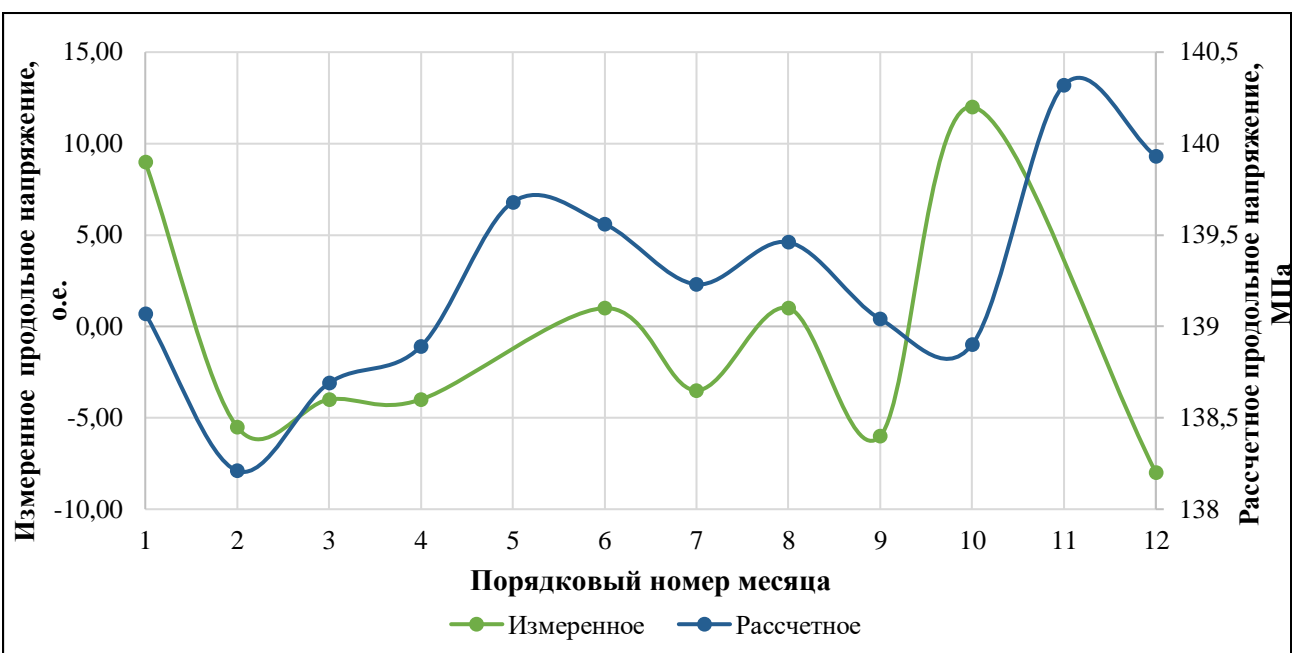


Рисунок 23 – Изменение продольных напряжений в контрольной точке №14 по верхней образующей трубы.

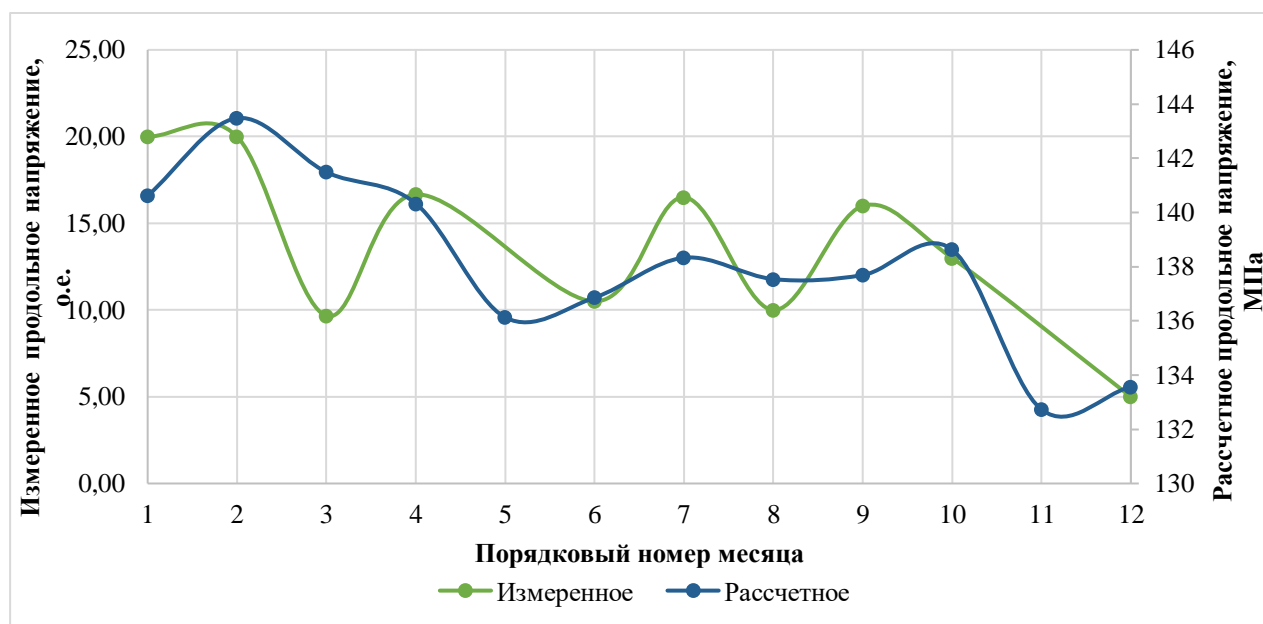


Рисунок 241 – Изменение продольных напряжений в контрольной точке №14 по нижней образующей трубы.

Движение графиков практически идентично, поэтому пересчет модели не требуется.

Определим долговечность линии всасывания ТПО ЭГПА№1. На рисунке 25 представлен блок зависимости амплитуды напряжения от времени

вычисленной опасной точки (Отвод ОКШС 90° [REDACTED]). Период блока составляет [REDACTED] месяцев.

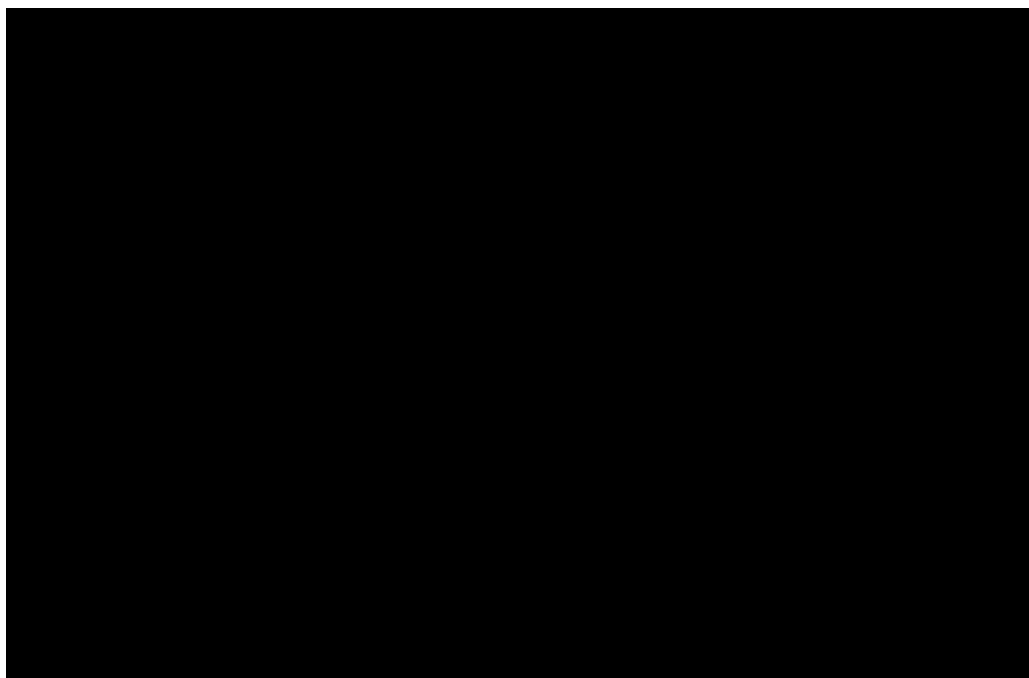


Рисунок 25 – История нагружения опасной точки (Отвод ОКШС 90° [REDACTED])

Вычислим поправочные коэффициенты по формулам (15) и (16).

Коэффициент влияния шероховатости поверхности

$$K_{F\sigma} = 1 - 0,22 \cdot \lg(40) \cdot \left( \lg\left(\frac{367}{2}\right) - 1 \right) = 0,91. \quad (15)$$

Коэффициент снижения предела выносливости

$$K_f = 0,9 / \left( \frac{1}{0,6} + \frac{1}{0,91} - 1 \right) = 0,51 \quad (16)$$

Рассчитанные коэффициенты и история нагружения передаются в модуль ANSYS Fatigue Tool, где проводится расчет долговечности линии всасывания ТПО ЭГПА№1. На рисунке 26 представлено распределение долговечности опасной области линии всасывания ТПО ЭГПА№1. Долговечность составила [REDACTED] блоков.

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

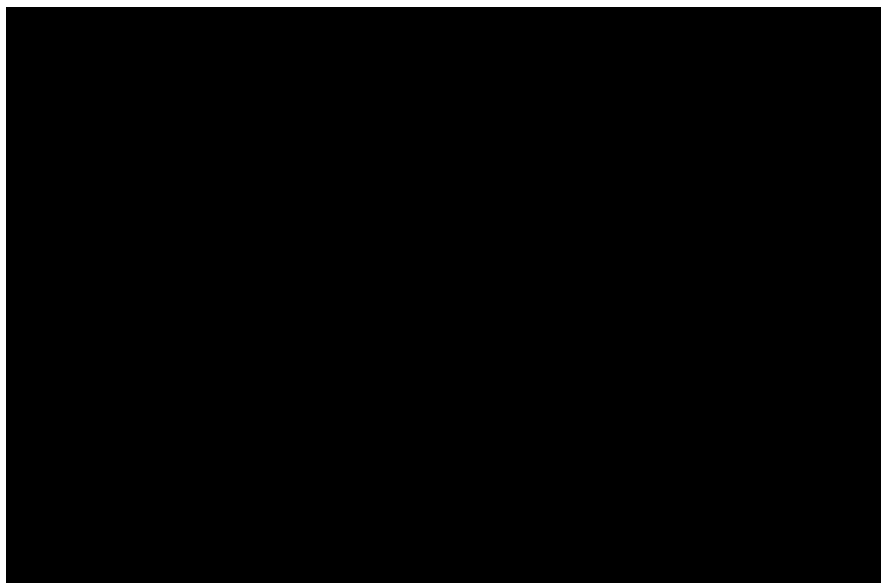


Рисунок 26 – Распределение долговечности самой нагруженной области линии всасывания ТПО ЭГПА№1 (Отвод ОКШС 90° [REDACTED])

#### 4.3 Линия нагнетания ЭГПА№1

Для анализа НДС линии нагнетания ТПО ЭГПА в ANSYS Workbench будем использовать модуль статического прочностного анализа (Static Structural). Проверяем условие крепления модели. В данной задаче крепление модели производится по ответному фланцу ЭГПА. Тип закрепления Remote Displacement с нулевыми перемещениями. Данный вид закрепления позволяет избежать ошибок, связанных при закреплении трубы с внутренним давлением.

Перемещение опорных конструкций задается последовательно с шагом 1 согласно рисунку 27, опоры №10 и №13 неподвижны. В результате расчета получен график изменения минимального коэффициента запаса по пределу текучести линии нагнетания ТПО ЭГПА№1. На рисунке 28 представлено распределение коэффициента запаса для шага 10, минимальное значение которого на тройнике ТШС [REDACTED] составляет [REDACTED]. Что является самой нагруженной областью линии нагнетания ТПО ЭГПА№1.

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

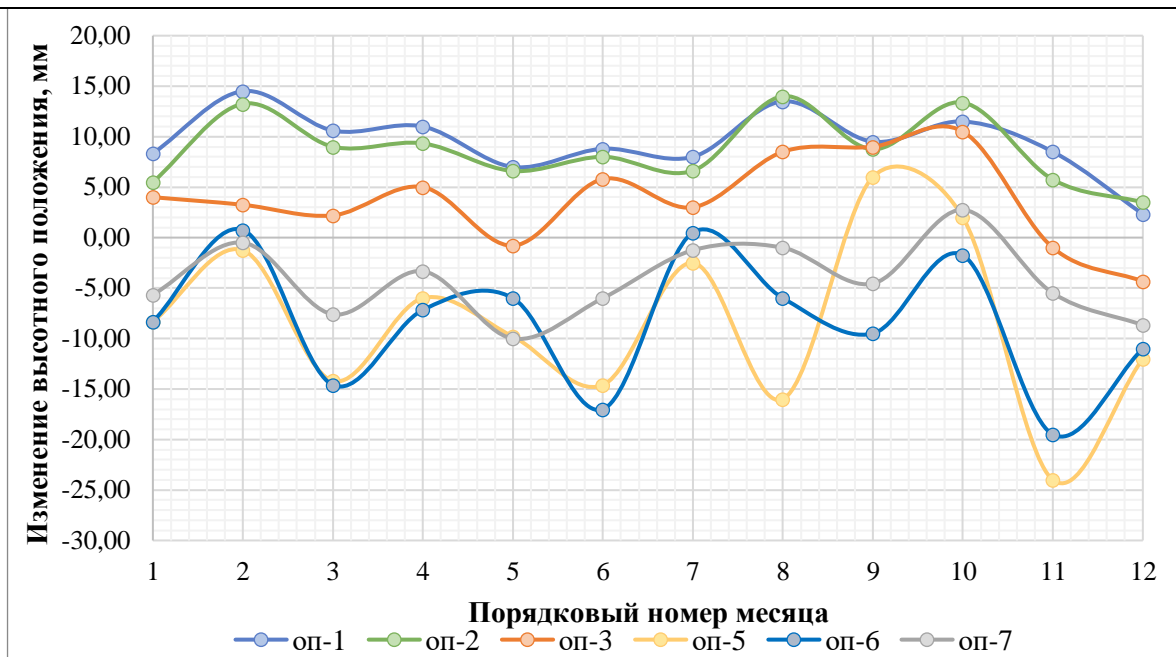


Рисунок 2 – Среднестатистические значения сезонного изменения высотного положения линии нагнетания ТПО ЭГПА№1

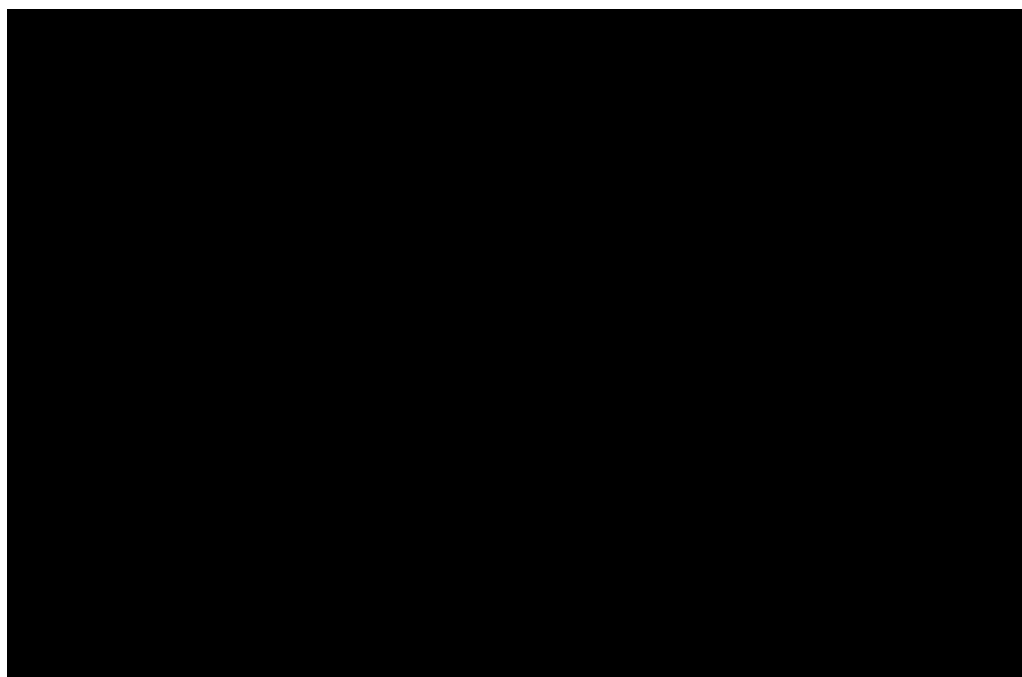


Рисунок 3 – Изменение минимального коэффициента запаса по пределу текучести линии нагнетания ТПО ЭГПА№1

Проведем исследование прочностных характеристик данной области. На рисунке 29 представлен график изменения эквивалентных напряжений на тройнике ТШС [REDACTED] линии всасывания ТПО ЭГПА№1.



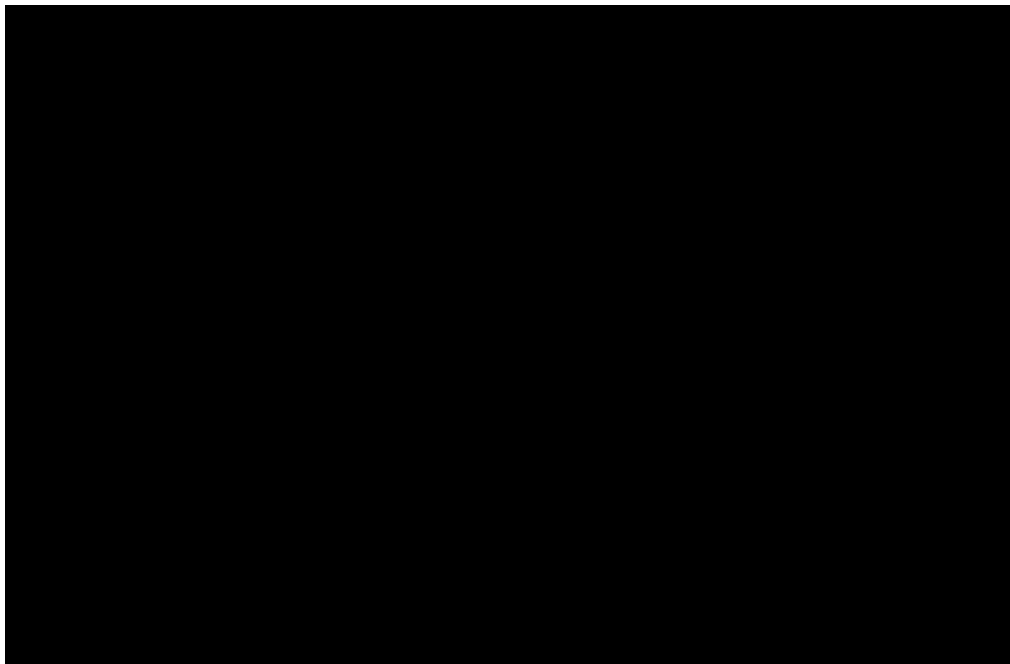


Рисунок 29 – Распределение коэффициента запаса по пределу текучести  
линии нагнетания ТПО ЭГПА№1

На рисунке 30 представлено распределение эквивалентных, максимальное эквивалентное напряжение составляет 370,36 МПа.

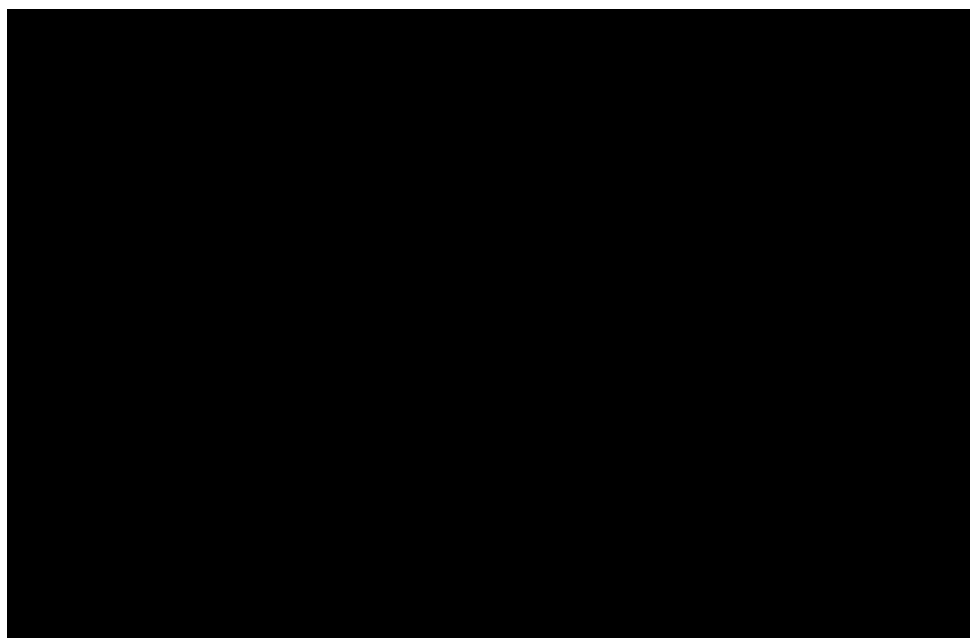


Рисунок 30 – Изменение максимальных эквивалентных напряжений самой нагруженной  
области линии нагнетания ТПО ЭГПА№1  
(Тройник ТШС [REDACTED])

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		55

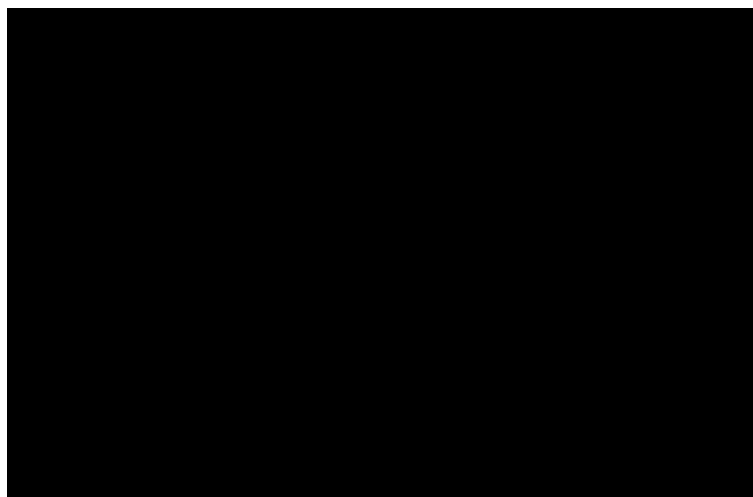


Рисунок 31 – Распределение эквивалентных механических напряжений самой нагруженной области линии нагнетания ТПО ЭГПА№1 (Тройник [redacted])

Проведем анализ расчетных и измеренных значений механических напряжений линии нагнетания ЭГПА№1. На рисунках 32 – 35 представлены графики сезонного изменения измеренных и расчетных продольных напряжений в контрольной точке.

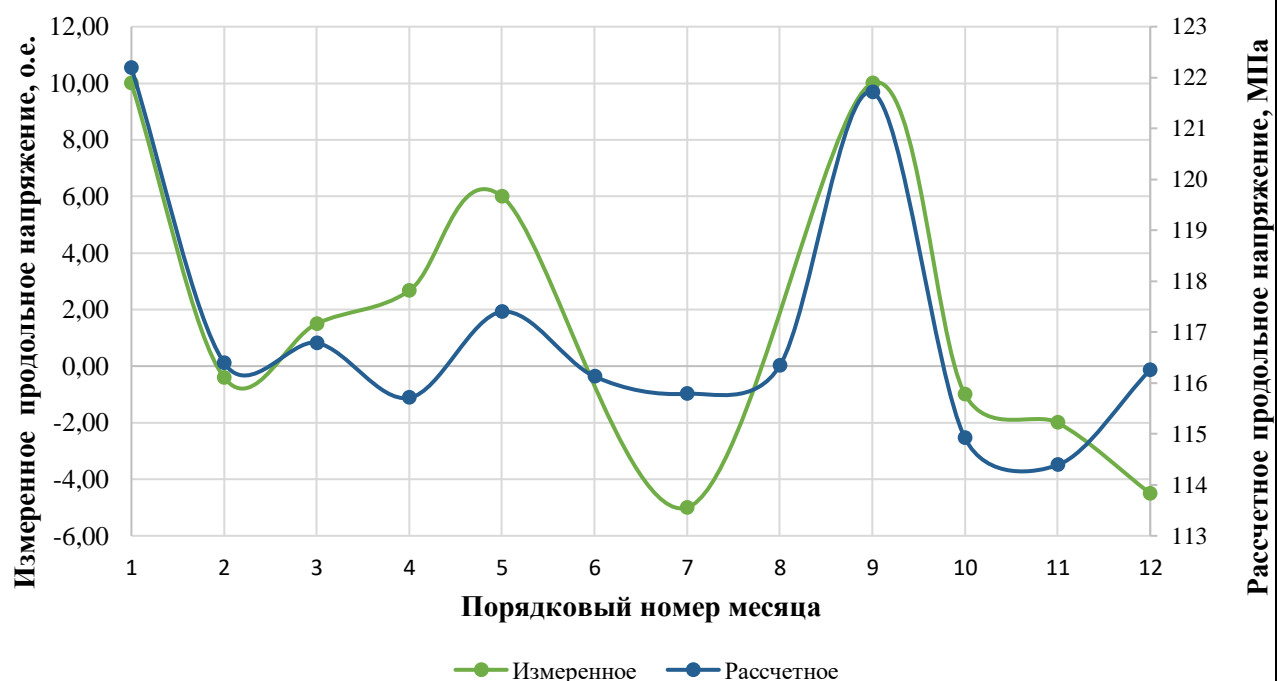


Рисунок 4 – Изменение продольных напряжений в контрольной точке №8 по верхней образующей трубы.

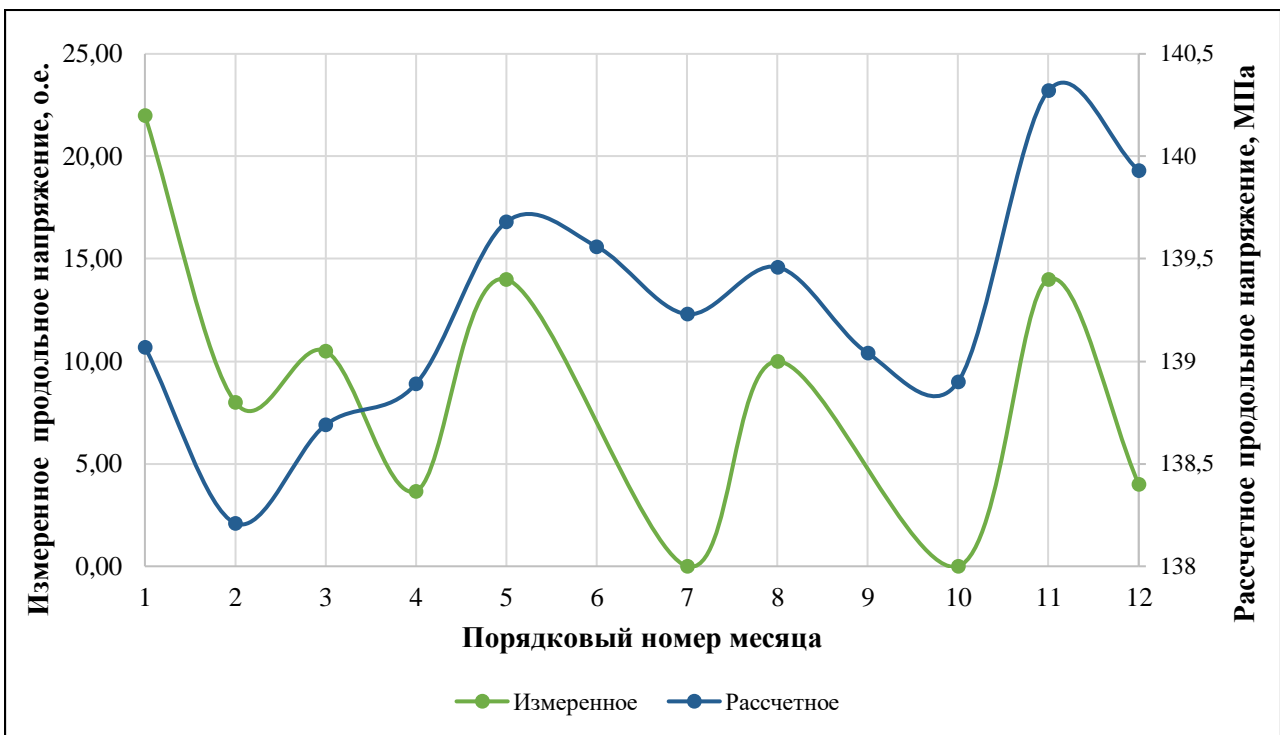


Рисунок 33 – Изменение продольных напряжений в контрольной точке №13 по верхней образующей трубы.

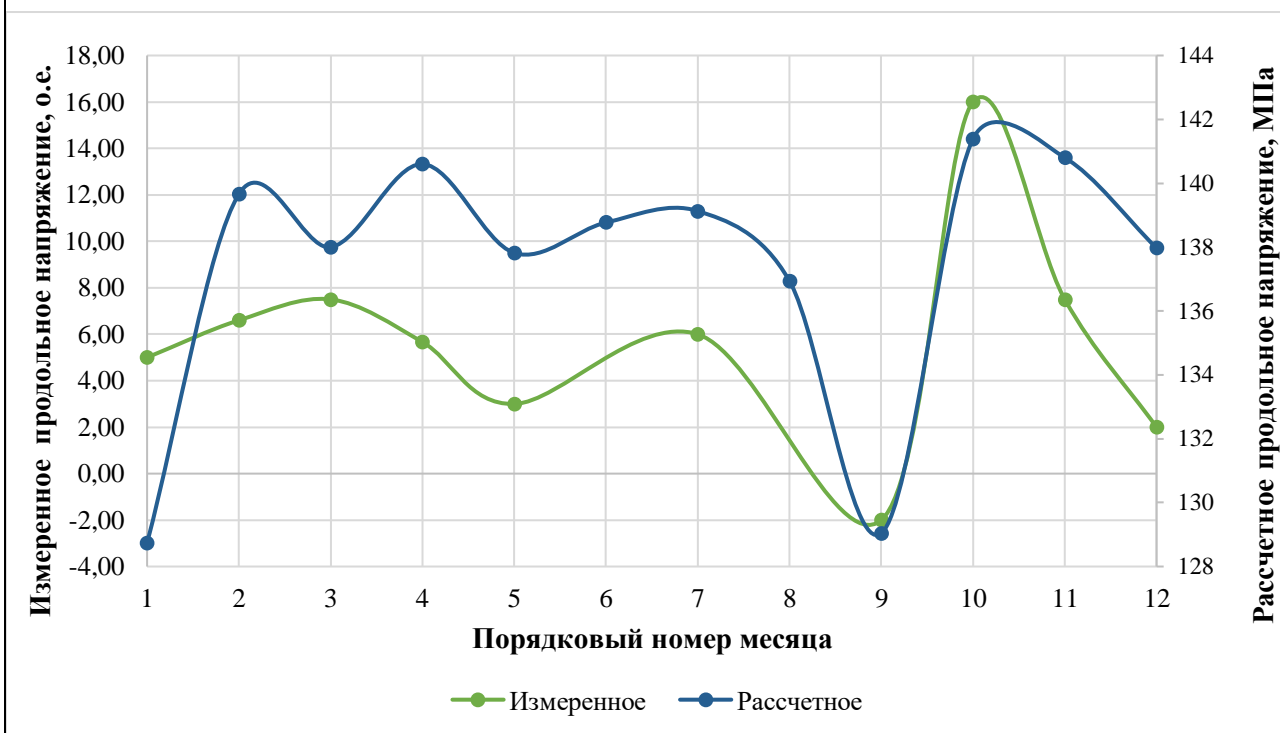


Рисунок 34 – Изменение продольных напряжений в контрольной точке №8 по нижней образующей трубы.

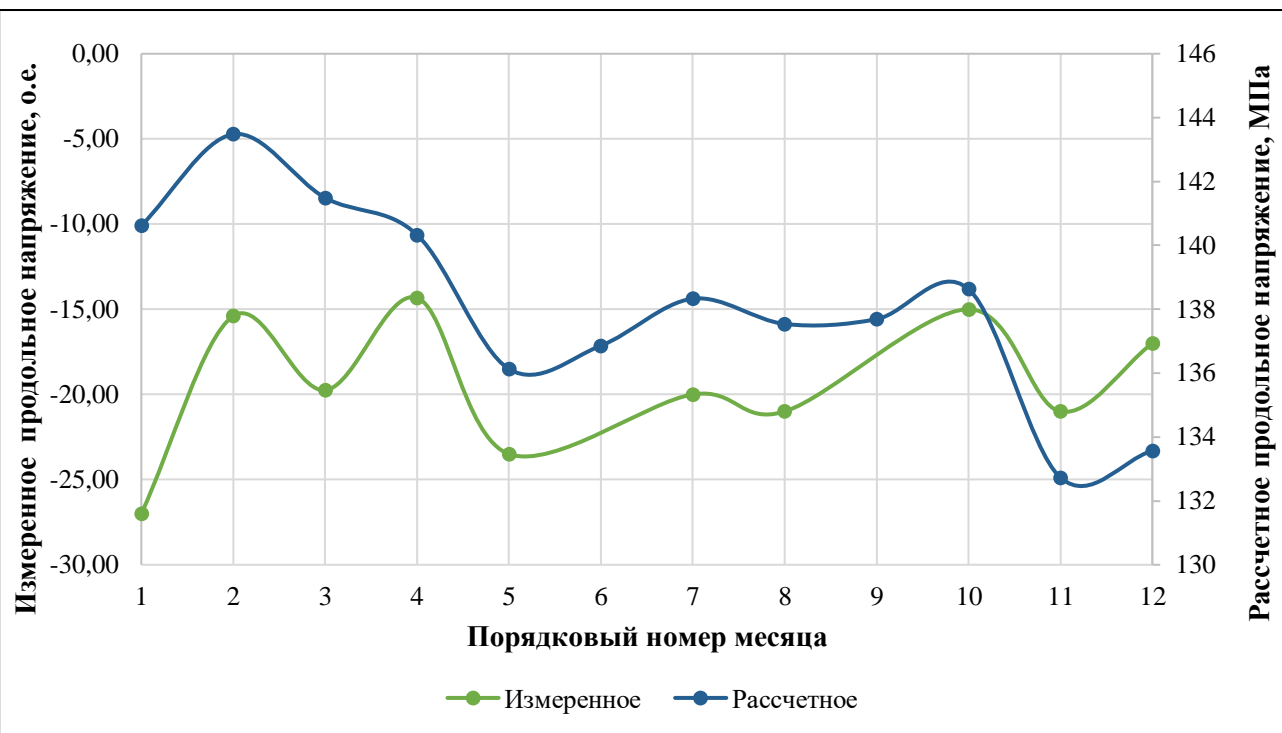


Рисунок 5 – Изменение продольных напряжений в контрольной точке №13 по нижней образующей трубы.

Как видно движение графиков практически идентично, поэтому пересчет модели не требуется.

Определим долговечность линии нагнетания ТПО ЭГПА№1. На рисунке 36 представлен блок зависимости амплитуды напряжения от времени вычисленной опасной точки (Тройник ТШС [REDACTED]). Период блока составляет [REDACTED] месяцев.

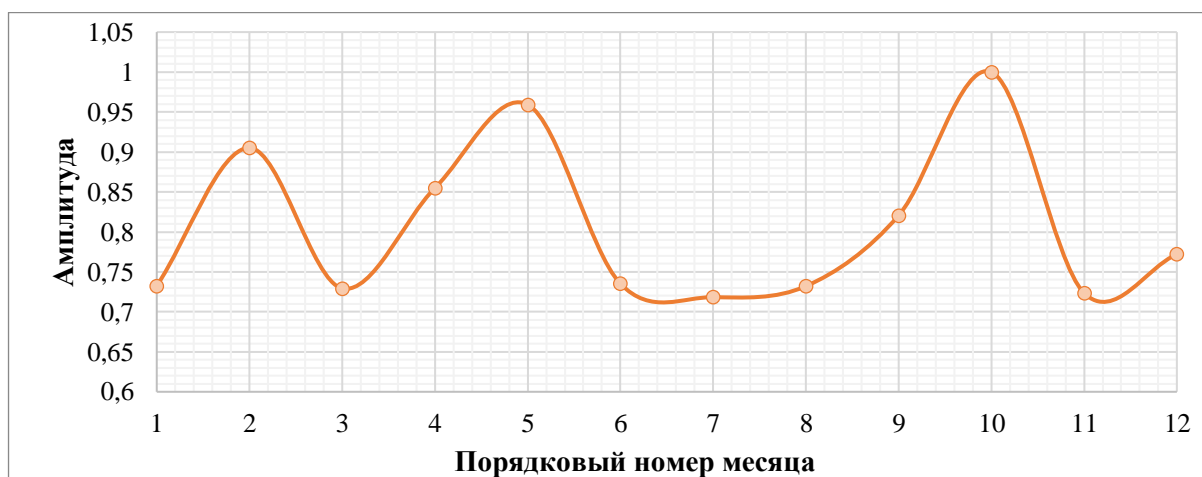


Рисунок 36 – История нагружения опасной точки (Тройник ТШС [REDACTED])

Вычислим поправочные коэффициенты по формулам (17) и (18).

Коэффициент влияния шероховатости поверхности

$$K_{F\sigma} = 1 - 0,22 \cdot \lg(40) \cdot \left( \lg\left(\frac{407}{2}\right) - 1 \right) = 0,86. \quad (17)$$

Коэффициент снижения предела выносливости

$$K_f = 0,9 / \left( \frac{1}{0,6} + \frac{1}{0,86} - 1 \right) = 0,5. \quad (18)$$

Рассчитанные коэффициенты и история нагружения передаются в модуль ANSYS Fatigue Tool, где проводится расчет долговечности линии нагнетания ТПО ЭГПА№1. На рисунке 37 представлено распределение долговечности опасной области линии всасывания ТПО ЭГПА№1. Долговечность составила ■ блока.

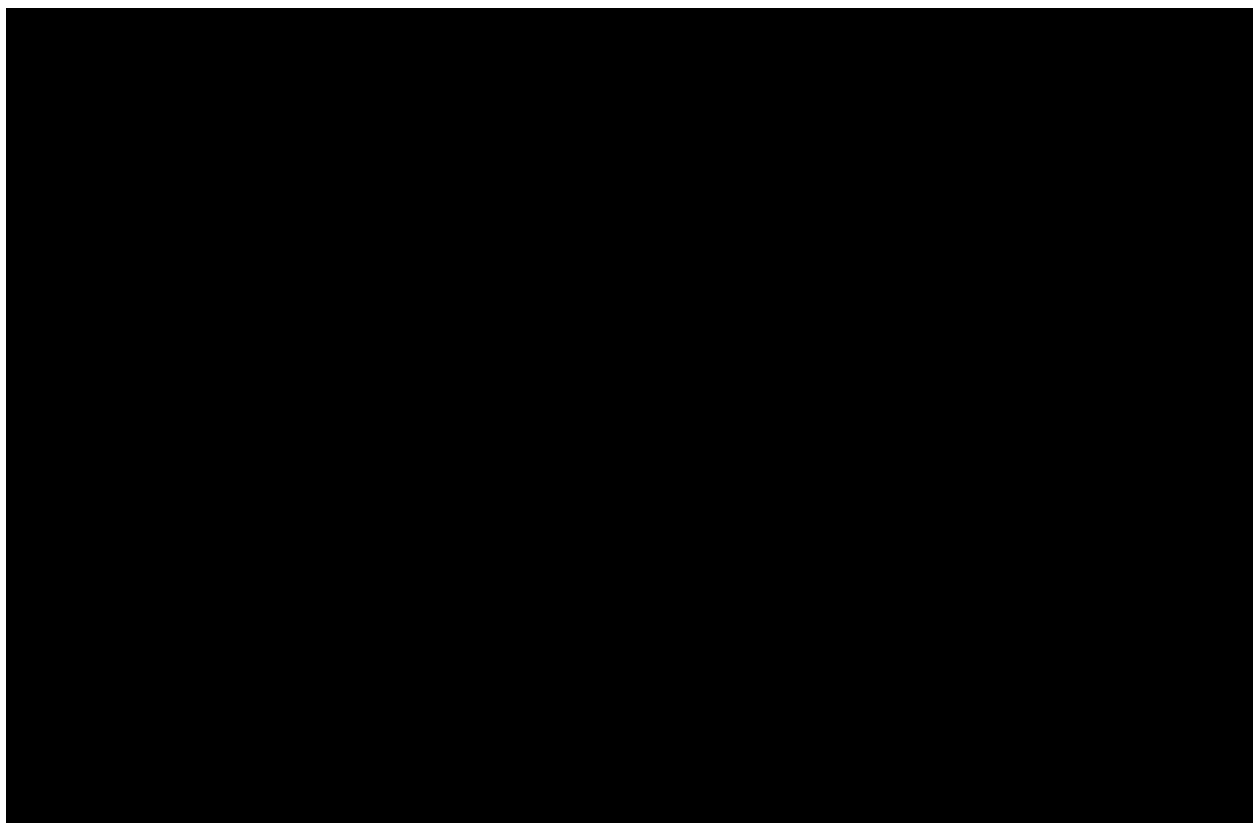


Рисунок 37. Распределение долговечности самой нагруженной области ТПО ЭГПА№1 (Тройник ТШС ■)

					Расчет НДС участка трубопровода с использованием программных средств	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		59

## 5. Конструктивные решения

Изучив полученные данные, выдвинуто предложение взамен существующей единичной опоры в виде забивной сборной железобетонной сваи, которая подвержена сезонному пучению использовать 2 винтовые сваи с объединяющим ростверком, которые за счет своей конструкции гарантированно сохраняют проектное положение трубопровода и не требуют воздействия заземляющей способности грунта.

Преимуществами винтовых свай являются:

- Использование в сложных инженерно-геологических условиях;
- возможность устройства свайного основания без предварительной вертикальной планировки и устройства котлована, что позволяет сохранить плодородный слой и естественный ландшафт;
- производство работ в любое время года, независимо от температуры воздуха;
- возможность повторного использования;
- возможность постепенного удлинения тела конструкции;
- долговечность;
- возможность нагружения конструкции сразу после монтажа;
- возможность увеличения несущей способности такой конструкции путем увеличения диаметра трубы и ширины лопасти;
- не требуют гидроизоляции;
- безударное погружение, отсутствие вибрационного влияния;
- возможность пристраивать дополнительные сооружения к уже функционирующим;
- возможность монтажа в стесненных и ограниченных условиях.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Конструктивные решения	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	60	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Использование систем инженерного анализа для оценки усталостной долговечности и напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки компрессорной станции является сложной научно-технической задачей, решение которой требует трудовых, материальных и финансовых ресурсов. В данном разделе произведен расчет стоимости исследовательских работ для моделирования участка трубопроводной обвязки ЭГПА.

### 6.1. Анализ экономической эффективности.

#### SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ, приведенный в приложении Г применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап заключается в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 10-13.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	61	101
Консульт.		Трубникова Н.В.		07.05.19		ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Таблица 10 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	0	–	+	–
	B2	–	0	+	+
	B3	–	–	+	+
	B4	–	+	0	+
	B5	+	–	+	0

Таблица 11 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	–	–
	B2	0	–	+	+
	B3	–	0	–	+
	B4	+	0	–	+
	B5	+	–	0	+

Таблица 12 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	Y1	–	+	–	+
	Y2	0	0	–	+
	Y3	+	–	+	0
	Y4	–	–	+	0

Таблица 13 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	Y1	–	+	+	–
	Y2	–	+	+	–
	Y3	0	+	–	0
	Y4	+	+	+	

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (приложение Д)

## 6.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа в состав которой входят: бакалавр, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности и консультант по экономической части



выпускной квалификационной работы. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень работ и исполнителей

Вид работ	Должность исполнителя
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	Руководитель
Литературный обзор	Бакалавр
Календарное планирование работ по теме	Руководитель Бакалавр
Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Бакалавр
Построение модели трубопровода ТПО КС и проведение исследования	Бакалавр
Оценка результатов исследования	Руководитель Бакалавр
Составление пояснительной записки	Руководитель Бакалавр

### 6.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = 3t_{mini} + 2t_{maxi} \quad (19)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i} \quad (20)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожи}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 6.4 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (21)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (22)$$

где  $T_{\text{кал}}=365$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}=104$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}=14$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (23)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в табл. 15.



Таблица 15 – Временные показатели проведения научного исследования

Вид работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
Разработка и утверждение технического задания	2	8	4,4	Руководитель	4	6
Выбор направления исследования	6	9	7,2	Руководитель	7	11
Литературный обзор	20	28	23,2	Бакалавр	24	36
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Руководитель Бакалавр	1	2
Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	7	14	9,8	Бакалавр	10	15
Построение модели участка трубопровода и проведение исследования	20	42	28,8	Бакалавр	28	42
Оценка результатов исследования	28	36	31,2	Руководитель Бакалавр	16	24
Составление пояснительной записки	14	28	19,6	Руководитель Бакалавр	10	16

На основе таблицы 15 строим план график.

Таблица 16 – Календарный план-график написания ВКР

Вид работ	Исполнители	Т <sub>кп</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ																	
			Дек			Янв			Фев.			Март			Апр			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель	6			■															
Выбор направления исследования	Руководитель	11				■														
Литературный обзор	Бакалавр	36					■	■	■	■										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель Бакалавр	2								■	■									
Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Бакалавр	15									■	■								
Построение модели участка трубопровода и проведение исследования	Бакалавр	42										■	■	■	■					
Оценка результатов исследования	Руководитель Бакалавр	24														■	■	■		
Составление пояснительной записки	Руководитель Бакалавр	16																	■	■

 — руководитель,  — бакалавр

## 6.5 Бюджет научно-технического исследования

Составляем таблицу затрат на специальное оборудование и материальные ресурсы (таблица 17).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат на приобретение для научных работ

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Компьютер	1	1	1	30	80	130	30	80	130
Доставка, монтаж	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Содержание, ремонт	2	2	2	5	5	5	10	10	10
Итого:							42	92	142

## 6.6 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Вид работ	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу(окладам), тыс. руб.
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель	4,4	0,93	4,1
Выбор направления исследования	Руководитель	7,2	0,93	6,70

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

Продолжение таблицы 18				
Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр	23,2	0,23	5,34
Календарное планирование работ по теме	Руководитель Бакалавр	2,8	1,16	3,25
Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Бакалавр	9,8	0,23	2,25
Построение модели участка трубопровода и проведение исследования	Бакалавр	28,8	0,23	6,62
Оценка результатов исследования	Руководитель Бакалавр	31,2	1,16	36,2
Составление пояснительной записки	Руководитель Бакалавр	19,6	1,16	22,74
Итого				75,83

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{п}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} \quad (24)$$

где  $З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $З_{\text{осн}}$ ).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = T_{\text{р}} \cdot З_{\text{дн}} \quad (25)$$

где  $T_{\text{р}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. ;

$З_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		68

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}} \quad (26)$$

где  $З_{м}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $М = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $М = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

Таблица 19 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{м} = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} \quad (27)$$

где  $З_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $З_{тс}$ );

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $З_{тс}$ );

$k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$ , тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$З_{м}$ , тыс. руб.	$З_{дн}$ , тыс. руб.	Тр, раб. дн.	$З_{осн}$ , тыс. руб.
Руководитель	23,264	0,3	0,3	1,3	48,39	2,53	38	96,14
Бакалавр	5,707	0	0	1,3	7,42	0,44	89	39,16
Итого $З_{осн}$								135,3

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата				69

## 6.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}), \quad (28)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Руководитель	96,14	11,54
Бакалавр	39,16	4,70
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	41,07	
Исполнение 2	41,07	
Исполнение 3	41,07	

## 6.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Для научно-исследовательской работы рассчитанная величина затрат является основой для формирования общего бюджета затрат проекта, который защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на



разработку научно-технической продукции при формировании договора с заказчиком.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат НТИ

Название статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Затраты на оборудование	42000	102000	142000	
2. Затраты по основной заработной плате участников проекта	135300	135300	135300	
3. Отчисления во внебюджетные фонды	41070	41070	41070	
4. Накладные расходы	34939	44539	50939	16% от суммы 1-3
5. Бюджет затрат научно-технического исследования	253309	322909	369309	Сумма ст. 1-4

## 6.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета, с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (29)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$  – го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы). Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (30)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$  – го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$  – го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$  – го варианта исполнения разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

рекомендуется проводить в форме таблицы 23.

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристика вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Способствуют росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	5
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4	5
Качество продукта	0,3	4	5	5
Стадийность	0,15	5	5	5
Длительность производственного цикла	0,2	4	4	5
Итого	1			

$$I_{p-\text{исп.1}} = 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,20 = 4,35;$$

$$I_{p-\text{исп.2}} = 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,20 = 4,7;$$

$$I_{p-\text{исп.3}} = 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,20 = 5;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{исп.}i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}} \quad I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}}} \quad (31)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (32)$$

Таблица 24 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,68	0,87	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,7	5
Интегральный показатель эффективности	6,4	5,4	5
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,11	1,08	1

**Вывод:** в результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были проанализированы различные варианты исполнения научно-исследовательского проекта, бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 253309 рублей.

## 7. Социальная ответственность

### 7.1 Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена проведению прочностных расчетов трубопроводной обвязки газоперекачивающих агрегатов с электроприводом, расположенных на компрессорной станции.

Компрессорные станции магистрального газопровода предназначены для поддержания в них рабочего давления, обеспечивающего транспортировку газа в предусмотренных проектами объемах. На КС установлены агрегаты типа ЭГПА [REDACTED], являющиеся полностью автоматизированными. ЭГПА устанавливаются на собственной переходной раме, имеют закрытое пыле-брызгозащищенное исполнение. Конструкция ЭГПА соответствует требованиям стандартов безопасности труда. Компрессорная станция является опасным производственным объектом, поэтому важнейшей задачей при производстве работ по оценке НДС на КС является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на компрессорной станции, а также мероприятия с помощью, которых возможно устранить эти факторы.

### 7.2 Производственная безопасность

В соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 [38] неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	74	101
Консульт.		Черемискина М.С..		08.05.19		ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

работающего человека подразделяют на: 1) опасные производственные факторы; 2) вредные производственные факторы.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на компрессорной станции приведены в приложении Е.

### **7.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Вредными для организма человека являются повышенная температура, вибрация оборудования и шумы в компрессорных цехах.

#### **Уровень производственного шума**

Уровень шума регламентирует ГОСТ 12.1.003 - 2014 [39]. Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши, заглушающая способность которых составляет 6 – 8 дБА. В случае более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

#### **Уровень вибрации**

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации,

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6 – 9 Гц [40].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены: применением вибробезопасного оборудования и инструмента и средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения; организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [40].

### **Освещенность рабочей зоны**

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог . При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [41].

### **Запыленность и загазованность рабочей зоны**

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1 – 10 мг/м<sup>3</sup>. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. [42].

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## **7.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при работе на компрессорной станции.

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование. Другим немаловажным аспектом является соблюдение частоты и полноты мероприятий, входящих в перечень планово-предупредительных работ (ППР). Необходимо своевременно и в полном объеме производить технические осмотры оборудования (ТО), средний и капитальный ремонты (СР и КП), внимательно следить за элементами системы КС. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [43].

### **Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью. Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д [44].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

### **Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону**

Перекачиваемый газ, почти на 98% состоит из метана, в таблице 25 приведены его токсичные и пожароопасные свойства.

Таблица 25 – Токсичные и пожароопасные свойства газа

Основные параметры газа	Значение
Температура воспламенения, °С.	537
ПДК, мг/м³.	300
Пределы воспламенения смеси с воздухом, %.	4-16
Санитарная норма, %.	0,8
Токсическое действие	Центральная нервная система

Основные свойства газа:

- при содержании метана в воздухе в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация;
- природный газ, скопляющийся в закрытом помещении, вытесняет воздух и удушающее действует на человека;
- предельно допустимое содержание газа в помещениях не должно превышать 1% .

## **7.5 Экологическая безопасность**

### **Воздействие на литосферу**

Литосфера может оказаться под вредным влиянием производственной деятельности на КС в результате образования или скопления количества отходов, которое превышает допустимые нормы. Важной производственной задачей является либо обеспечения полной переработки складированных вредных веществ, либо сведение к минимуму последствий возможного воздействия хранимых веществ на литосферу. Среди мероприятий по

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78



уменьшению негативного влияния производственных процессов на литосферу необходимо выделить следующие:

1. Соблюдение правил контролирующих организаций по обязательному селективному сбору отходов, их хранению и предельному допустимому количеству складироваемых веществ, а также по соблюдению договоров о передаче отходов и вредных веществ специализированным организациям для утилизации;

2. Соблюдение требований технологического режима по рабочим показателя проекта;

3. Соблюдение полноты технического обслуживания, среднего и капитального ремонта;

4. Замена уплотнений оборудования для обеспечения герметичности технологических ёмкостей.

На территории КС должны быть предусмотрены следующие места временного хранения для:

- сбора ТБО и других твердых отходов - площадки с контейнерами,
- сбора избыточного активного ила - иловые площадки;
- сбора нефтяных отходов - специальные емкости;
- сбора жидких нефтесодержащих отходов - закрытые емкости.

### **Воздействие на гидросферу**

Во время работы компрессорной станции некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, жидкие углеводороды, масла и присадки различного назначения могут попасть в гидросферу (реки, моря, подземные воды), тем самым нанеся ей непоправимый вред. Это может произойти в результате проведения нерегламентированных операций, либо при несоблюдении правил проведения ремонтных работ, при халатном отношении к безопасности производственного процесса во время эксплуатации оборудования.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

Следующие меры превентивного характера могут предотвратить загрязнений сточных вод (и, как следствие, гидросферы) [45]:

1. Своевременный и полный контроль за оборудованием, в котором возможна утечка вредных веществ, в частном порядке включает в себя своевременную замену уплотнения оборудования и арматуры, мероприятия, направленные на поддержание целостности огнеупорных футеровок и оборудования противокоррозионной защиты, а также соблюдение правил безопасной эксплуатации узлов ГПА

2. Уборка отходов производства в специализированные ёмкости, предназначенные для транспортировки до мест дальнейшей переработки.

### **Воздействие на атмосферу**

Атмосферные загрязнения веществами, хранящимися и эксплуатируемыми на КС, происходит при нарушениях в производственном режиме, которые могут быть вызваны нештатными рабочими параметрами (повышенным или пониженным давлением и температурой), при физическом или химическом износе оборудования, уплотнений и герметизирующих элементов, и т.д

Распределение общей величины выбросов природного газа при его транспорте можно представить в виде следующих соотношений, представленных в таблице 26 [46].

Таблица 26 – Величины выбросов природного газа

Соотношения	Показатели, %
Общая величина выбросов природного газа на КС	100
При пусках и остановках ГПА	73
Утечки (фугитивные выбросы):	
- уплотнения запорной арматуры по штоку	1,70
- фланцевые и резьбовые соединения	1,86
- предохранительные клапаны	0,47
- уплотнения затвора свечной запорной арматуры	1,90
- уплотнения компрессоров	1,80
- другое технологическое оборудование	0,81
Ремонтные работы, аварийные ситуации и др.	1,46

## 7.6 Расчет выбросов метана при пуске и остановке газоперекачивающего агрегата.

Работы по оценке НДС должны проводиться при остановленном ЭГПА. При запуске и остановке газоперекачивающего агрегата, в связи со штатными технологическими процессами КС, производится стравливание природного газа и продувка контура нагнетателя газоперекачивающего агрегата. Расчет объемов и мощности выбросов газа произведен согласно «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций» и РД 51-100-85 [47].

Количество газа при остановке определяется по формуле ()

$$Q_{\text{ост}} = V_k \cdot \frac{P_{\text{ср}}}{0,1013} \cdot \frac{293}{T_{\text{ср}}} \cdot \frac{1}{Z_{\text{ср}}} \quad (33)$$

где  $V_k$  – геометрический объем контура нагнетателя, м<sup>3</sup>,

$P_{\text{ср}}$  – среднеарифметическое давление на входе и выходе нагнетателя, МПа.

$$P_{\text{ср}} = 9,81 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{P_1 \cdot P_2}{2} \quad (34)$$

где  $P_1$  – давление газа на входе, атм;

$P_2$  – давление газа на выходе, атм;

$T_{\text{ср}}$  – среднеарифметическая температура на входе и выходе нагнетателя, К.

$$P_{\text{ср}} = 273,15 \cdot \frac{t_1 \cdot t_2}{2} \quad (35)$$

где  $t_1$  – температура газа на входе, °С;

$t_2$  – температура газа на выходе, °С;

$Z_{\text{ср}}$  – коэффициент сжимаемости газа при  $P_{\text{ср}}$  и  $T_{\text{ср}}$

Данные о количестве природного газа, выбрасываемого в процессе одного запуска ГПА, принимаем по СТО Газпром 11-2005 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу».

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Годовое количество выбрасываемого газа зависит от количества пусков/остановок ГПА ( $K_n$ ) и определяется:

$$Q_{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ост}} \cdot \eta_{\text{раб}} \cdot K_n \cdot \rho}{2} \quad (36)$$

где  $\rho$  – плотность природного газа, кг/м<sup>3</sup>;  
 $K_n$  – количество пусков/остановок ГПА в год.

Мощность выбросов при остановке ГПА определяется по формуле

$$M_{\text{ост}} = 0,55 \cdot Q_{\text{ост}} \cdot \rho$$

Значение параметров и объемов выбросов метана при пуске/остановке ГПА представлено в приложении Ж.

Для снижения эмиссии метана в атмосферу проводят различные мероприятия, такие как: разработка новых технологий работы оборудования; использование сжатого воздуха для запуска ГПА или электрозапуска; применение беспродувочных технологий; поддержание запорной арматуры в герметичном состоянии; соблюдение технологической дисциплины; другие конструкторско-технологические решения.

## 7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На компрессорной станции наиболее возможная чрезвычайная ситуация — это пожар или взрыв. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор.

Для того, чтобы уменьшить возникновения ЧС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

1. Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт.
2. Использование современных приборов контроля и сигнализации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

3. Проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям.
4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

### **Пожаровзрывоопасность**

Опасность возникновения пожаров на предприятиях газовой промышленности определяется прежде всего физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности воспламеняется, вызывает пожары и взрывы, влекущие за собой аварии. Для того чтобы предотвратить ЧС, связанные с возникновением пожаров необходимо применять следующие меры безопасности: в каждом цехе, на складе и других объектах на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства, а также оперативный план ликвидации пожара, и проводиться систематические тренировки персонала по тушению пожара. На КС должны иметься схемы пожарного водопровода с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов.

Требования по использованию первичных средств пожаротушения:

- огнетушители углекислотного типа (ОУ-2, ОУ-6, ОУ-7 и т. д.) – для осуществления тушения загораний различных горючих веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха.
- полотно из асбеста, войлок (кошма) необходимы для того, чтобы тушить небольшие очаги возгорания любых веществ и

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		83

материалов, процесс горения которых не может происходить без доступа воздуха.

- Песок – для механического сбивания пламени и изоляции, горящего или тлеющего материала от доступа воздуха [49].

## **7.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с нормативными документами, к работе на компрессорной станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе [48.].

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [50], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации [50]:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Рабочая зона, ее оснащенность и оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации. [51]. Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля:

- проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента и других средств защиты на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- проведение периодического оперативного контроля, который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям;
- проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

Также важно осуществлять проведение регулярных учебно-тренировочных занятий, направленных на приобретение устойчивых навыков применения технических средств и приспособлений, СИЗ и соблюдения мер безопасности в период проведения производственных мероприятий.

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## Заключение

В выпускной квалификационной работе:

1. На основании литературного обзора по применению средств инженерного анализа для оценки прочностных характеристик трубопроводов и использования программы Ansys, была построена математическая модель трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата с электроприводом.

2. Рассчитаны уровни допустимых напряжений по СП 36.13330.2012

для трубопровода 720x16:

- максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий на растяжение составили  $\sigma_{пр} = \blacksquare$  Мпа, сжатие  $\sigma_{пр} = \blacksquare$  Мпа;
- Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления  $\sigma_{кц} = \blacksquare$  МПа.

для трубопровода 325x10:

- максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий на растяжение составили  $\sigma_{пр} = \blacksquare$  Мпа, сжатие  $\sigma_{пр} = \blacksquare$  МПа
- кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления  $\sigma_{кц} = \blacksquare$  Мпа МПа .

3. Определено влияние внешних нагрузок вследствие сезонных колебаний грунта на изменение напряженно-деформированного состояния технологической обвязки ЭГПА, самые опасные точки пришлись на отвод ОКШС 90° XXXXXXXXXX (линия всасывания) и тройник ТШС XXXXXXXXXX (линия нагнетания), максимальное эквивалентное напряжение которых составило XXXX и XXXX МПа соответственно.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Заключение	Литер	Лист	Листов
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19		ДР	86	101
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				



4. Проведен анализ расчетных и измеренных значений механических напряжений линий всасывания и нагнетания.

5. Расчитана долговечность: линии всасывания – ■■■■■ блоков; линии нагнетания – ■■■■■ блока.

6. Определена экономическая эффективность применения систем инженерного анализа для проведения прочностных расчетов трубопроводной обвязки газоперекачивающих агрегатов.

					Заключение	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

### Список использованных источников

1. ГОСТ 34027-2016 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода
2. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»
3. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*
5. ВРД 39-1.8-055-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ
6. ООО Газпром проектирование [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:<http://proektirovanie.gazprom.ru/about/subsidiaries/44/>(дата обращения: 19.12.18).
7. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
8. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость , М., Недра, pp. 287, 1991. 286 с.
9. Айнбиндер А. Б., Камерштейн А. Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. М., Недра, 1984. 341 с.
- 10.Бородавкин П. П., Синюков А. М. Прочность магистральных трубопроводов. М.,Недра, 1984.

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата						
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Список использованных источников			Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19				ДР	88	101
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19						

11. Иванцов, О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. М. : Недра, 1985. 231 с.
12. Ланчаков, Г.А., Работоспособность трубопроводов. В 3-х ч. Ч. 3. Диагностика и прогнозирование ресурса / Г.А. Ланчаков, Е.Е. Зорин, Ю.И. Пашков, А.И. Степаненко. – М. :ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 291 с.
13. Литвин, И.Е. Оценка показателей надежности магистральных трубопроводов / И.Е. Литвин, В.Н. Аликин. М.ООО."Недра-Бизнесцентр", 2003. – 167 с.
14. Наумова, Г.А. Расчеты на прочность сложных стержневых и трубопроводных конструкций / Г.А. Наумова, И.Г. Овчинников. – Саратов: СГТУ, 2000. – 227 с.
15. Наумова Г.А., Овчинников И.Г., Снарский С.В. Расчет трубопроводных конструкций с эксплуатационными повреждениями / Волгоград: Волгоград. Гос. Арх-строит ун-т, 2008. 184 с.
16. Овчинников И.Г., Муравьева Л.В., Пшеничкина В.А. Оценка надежности трубопроводной конструкции с эксплуатационными повреждениями. Изд-во СГТУ. Саратов, 2004. 255 с.
17. Харионовский, В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский. – М. : ОАО "Издательство «Недра»", 2000. – 467 с.
18. Харионовский, В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях /В.В. Харионовский. – Л.: Недра, 1990. – 180 с.
19. Харионовский, В.В. Надежность трубопроводных конструкций: теория и технические решения / В.В. Харионовский, И.Н. Курганова. – М. : Энергоцентр, 1995. – 125 с.
20. Жидков А. В. Применение системы ANSYS к решению задач геометрического и конечно-элементного моделирования //Нижний Новгород. – 2006.

					Список использованных источников	Лист
						89
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 21.Залужный Г. И., Кривицкий А. М., Залужная О. Г. Экспресс-анализ отказов деталей транспортных средств в среде трехмерного гибридного моделирования SolidWorks SimulationXpress //Вопросы криминологии, криминалистики и судебной экспертизы. – 2013. – №. 1. – С. 156-161.
- 22.Вансович К. А. Упругопластическая модель роста усталостных поверхностных трещин в толстостенных конструкциях при двухосном нагружении //Инженерный журнал: наука и инновации. – 2017. – №. 3. – С. 1-16.
- 23.ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости
- 24..Жданова М. П., Формирование системы технического диагностирования оборудования и трубопроводов компрессорных станций// Материалы VI Научно-практической конференции
25. Чехлов А. Н. , Чухарева Н. В. Защита нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2017 - №. 12. - С. 34-37
- 26.Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: Становление, развитие и современное состояние//Газовая промышленность – 2019 – №1 – С. 56-68.
- 27.ГОСТ Р 52330-2005. Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования
- 28.СТО Газпром 2-2.3-328-2009 Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов
- 29.РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю
- 30.СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85

					Список использованных источников	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 31.ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
- 32.СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*
- 33.СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95
- 34.ОСТ 51.40.93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия
- 35.СТО Газпром 2-2.3-327-2009 Оценка технического состояния и срока безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорных станций
- 36.ГКИНП (ГНТА)-03-010-03 Инструкция по нивелированию I, II, III и IV классов
- 37.ГОСТ 12.0.003–2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 38.ГОСТ 12.1.003 - 2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
- 39.ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 40.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
- 41.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
- 42.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					Список использованных источников	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 43.ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности
- 44.ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением .Утверждён постановлением Гостехнадзором России от 11.06.03 №91, 19.06.2003
- 45.ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- 46.РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа
47. «Технологический регламента на проектирование компрессорных станций»
- 48.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 49.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
- 50.Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с
- 51.ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности

					Список использованных источников	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

## Приложения

### Приложение А

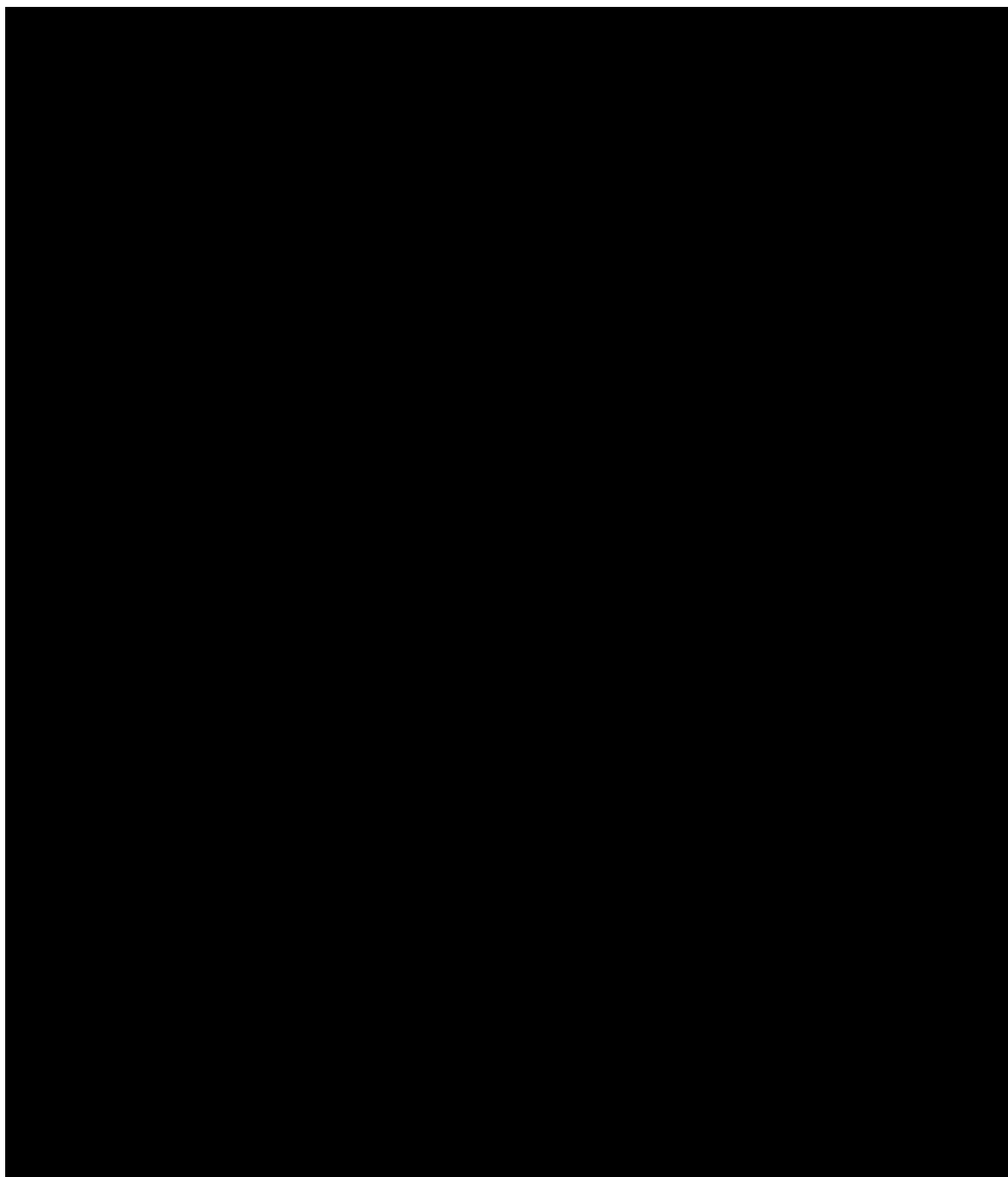


Рисунок А.38 – Технологическая схема КС1

					Влияние внешних воздействий на деформацию трубопроводов технологической обвязки компрессорной станции			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Михайлина Ю.Ю.		01.06.19	Приложения	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	93	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

## Приложение Б

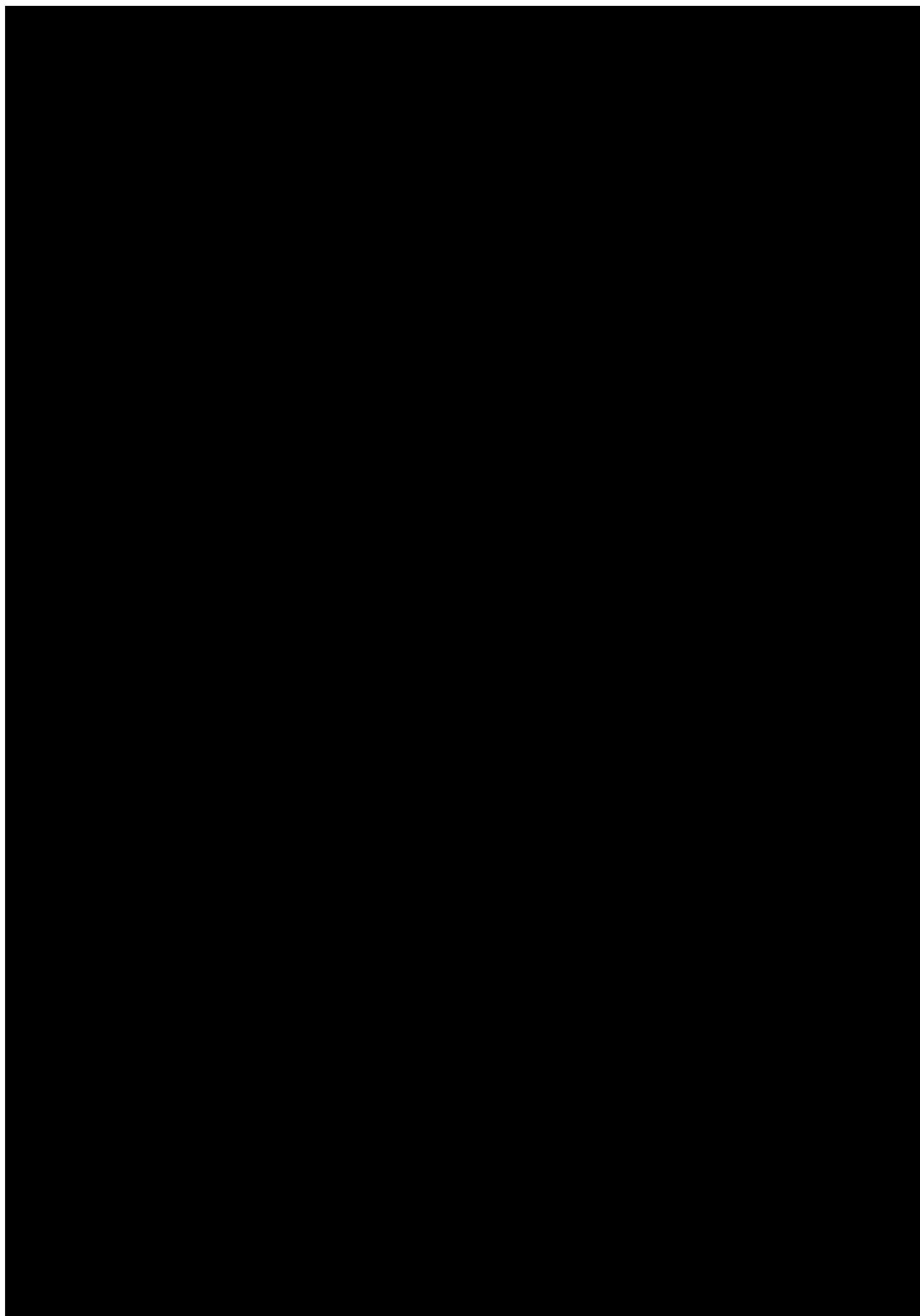


Рисунок Б.39 – Технологическая схема ТПО ЭГПА № 1-4

					Приложения	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



## Приложение В

Таблица В.27 – Геодезические отклонения контрольных точек от проектного положения  
ЭГПА№1

№ опоры	№ точки	Набс проектное, м	2013 г		2014 г		2015 г		2016 г		2017 г		2018 г	
			max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
труба	5	68,432	0,008	-0,029	0,000	-0,008	0,006	0,000	0,011	-0,012	0,001	-0,012	0,007	-0,009
9	6	68,425	0,020	-0,005	0,010	0,003	0,020	0,005	0,020	-0,009	0,005	-0,005	0,014	-0,004
	7	68,424	0,023	-0,017	0,008	0,001	0,021	0,006	0,023	-0,005	0,006	0,001	0,016	0,000
8	8	68,421	0,003	-0,035	0,014	0,004	0,022	0,007	0,024	-0,006	0,008	0,003	0,016	0,002
труба	9	68,423	0,006	-0,012	0,012	0,002	0,021	0,007	0,022	-0,005	0,010	0,004	0,014	0,004
коллектор	10	68,418	0,002	-0,020	-0,001	-0,010	0,004	-0,008	0,008	-0,010	0,003	-0,008	0,005	-0,007
труба	15	68,443	0,007	-0,013	0,012	0,003	0,019	0,005	0,017	0,005	0,016	0,000	0,016	0,005
1	16	68,443	0,005	-0,008	0,015	0,004	0,020	0,009	0,021	0,005	0,019	0,000	0,014	0,004
2	17	68,435	0,026	-0,003	0,013	0,004	0,019	0,012	0,024	0,007	0,023	0,004	0,018	0,005
	18	68,434	0,000	-0,014	0,011	-0,008	0,019	0,008	0,019	0,005	0,019	-0,002	0,019	-0,001
3	19	68,433	0,001	-0,018	0,010	-0,014	0,010	0,009	0,017	0,001	0,017	-0,003	0,004	-0,004
труба	20	68,434	-0,006	-0,024	0,007	-0,018	0,006	0,004	0,014	-0,001	0,014	-0,003	0,004	-0,009
коллектор	21	68,410	0,002	-0,015	0,002	-0,015	0,002	-0,001	0,006	-0,005	0,006	-0,008	0,004	-0,008
труба	22	68,067	0,026	-0,006	0,030	0,014	0,029	0,012	0,027	0,003	0,022	-0,016	0,012	0,003
4	23	68,061	0,039	0,002	0,027	0,012	0,029	0,018	0,020	-0,010	0,012	-0,007	0,009	-0,009
труба	24	68,067	0,035	-0,002	0,028	0,008	0,029	0,018	0,010	-0,014	0,002	-0,011	0,001	-0,019
5	25	68,079	0,026	-0,041	0,020	0,009	0,029	0,016	-0,006	-0,026	-0,011	-0,022	-0,014	-0,041
6	26	68,086	0,031	0,007	0,018	0,009	0,022	0,013	-0,008	-0,026	0,001	-0,027	-0,020	-0,034
труба	27	68,093	0,004	-0,021	0,010	-0,005	0,015	0,006	0,000	-0,016	0,000	-0,020	-0,005	-0,022
7	28	68,097	0,001	-0,015	0,006	-0,011	0,009	0,002	0,006	-0,007	0,006	-0,014	-0,002	-0,015
труба	29	68,096	-0,002	-0,022	0,004	-0,018	0,004	-0,001	0,008	-0,009	0,008	-0,011	-0,001	-0,008
коллектор	30	68,054	-0,004	-0,037	-0,006	-0,018	-0,008	-0,012	-0,003	-0,016	-0,003	-0,019	-0,008	-0,018

Таблица В.28– Геодезические отклонения контрольных точек от проектного положения  
ЭГПА№2

№ опоры	№ точки	Набс проектное, м	2013 г		2014 г		2015 г		2016 г		2017 г		2018 г	
			max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
труба	5	68,437	0,005	-0,010	0,013	-0,003	0,016	-0,001	0,023	-0,011	0,003	-0,011	-0,002	-0,037
9	6	68,451	0,033	-0,007	0,027	-0,001	0,026	0,004	0,033	-0,011	-0,001	-0,011	0,005	-0,010
	7	68,461	0,011	-0,006	0,017	0,006	0,036	0,012	0,009	-0,009	-0,001	-0,010	0,011	-0,010
8	8	68,467	0,009	0,000	0,036	0,001	0,036	0,006	0,011	-0,008	-0,004	-0,008	0,010	-0,007
труба	9	68,472	0,008	0,001	0,034	0,008	0,035	0,010	0,031	-0,006	-0,002	-0,007	0,009	-0,008
коллектор	10	68,470	0,002	0,028	0,000	-0,004	0,007	-0,001	0,007	-0,010	0,001	-0,012	-0,002	-0,010
труба	15	68,450	0,008	-0,013	-0,005	-0,012	0,003	-0,003	0,006	-0,006	0,000	-0,008	0,005	-0,004
1	16	68,450	0,005	-0,021	-0,001	-0,007	0,005	-0,003	0,007	-0,005	0,000	-0,007	0,005	-0,006
2	17	68,456	0,006	-0,027	-0,001	-0,012	0,000	-0,005	0,003	-0,008	0,004	-0,011	0,001	-0,008
	18	68,465	-0,005	-0,026	-0,005	-0,019	-0,002	-0,008	0,002	-0,012	-0,005	-0,011	-0,005	-0,012
3	19	68,469	-0,003	-0,020	0,001	-0,011	0,002	-0,007	0,004	-0,007	-0,004	-0,013	-0,004	-0,013
труба	20	68,479	-0,001	-0,021	0,003	-0,013	0,000	-0,011	0,002	-0,011	-0,004	-0,013	-0,004	-0,012
коллектор	21	68,437	-0,002	-0,017	0,003	-0,011	0,000	-0,006	0,004	-0,007	-0,001	-0,007	-0,002	-0,007
труба	22	68,072	-0,003	-0,016	0,007	-0,006	0,013	0,002	0,022	-0,007	-0,026	-0,007	0,026	0,005
4	23	68,067	0,002	-0,011	0,013	0,003	0,015	0,008	0,015	0,001	0,013	-0,001	0,030	0,000
труба	24	68,070	0,002	-0,024	0,011	0,006	0,017	0,009	0,022	0,004	0,011	-0,004	0,024	0,002
5	25	68,075	0,016	-0,010	0,012	0,001	0,016	0,010	0,020	0,006	0,015	0,002	0,016	0,006
6	26	68,071	0,003	-0,006	0,014	0,002	0,021	0,006	0,021	0,010	0,014	0,006	0,014	0,010
труба	27	68,072	0,002	-0,018	0,012	-0,003	0,015	0,007	0,016	0,004	0,010	0,002	0,012	0,006
7	28	68,074	0,000	-0,013	0,008	-0,010	0,008	0,002	0,010	-0,001	0,005	-0,006	0,005	-0,001
труба	29	68,074	-0,003	-0,024	0,006	-0,010	0,004	-0,005	0,006	-0,006	0,000	-0,008	0,005	-0,004
коллектор	30	68,045	0,000	-0,021	0,002	-0,012	-0,002	-0,006	0,001	-0,007	-0,005	-0,013	-0,004	-0,013

Таблица В.29. – Геодезические отклонения контрольных точек от проектного положения  
ЭГПАН№3

№ опоры	№ точки	Набс проектное, м	2013 г		2014 г		2015 г		2016 г		2017 г		2018 г	
			max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
труба	5	68,434	0,012	-0,009	0,001	-0,009	0,012	-0,009	0,010	-0,025	-0,014	-0,025	-0,007	-0,025
9	6	68,419	0,017	-0,012	0,009	-0,009	0,025	-0,002	0,023	-0,024	0,001	-0,022	0,007	-0,014
	7	68,419	0,014	-0,014	0,009	-0,009	0,026	-0,004	0,026	-0,034	-0,019	-0,034	-0,013	-0,024
8	8	68,416	-0,006	-0,015	0,012	-0,007	0,028	0,001	0,026	-0,035	-0,016	-0,035	-0,015	-0,029
труба	9	68,416	-0,007	-0,013	0,012	-0,008	0,021	0,004	0,026	0,023	-0,016	-0,032	-0,016	-0,027
коллектор	10	68,404	-0,002	-0,017	-0,001	-0,011	0,003	-0,006	0,006	-0,023	-0,014	-0,023	-0,006	-0,024
труба	15	68,437	-0,009	-0,012	0,008	-0,008	0,010	0,007	0,009	-0,010	0,003	-0,010	0,009	-0,022
1	16	68,446	-0,006	-0,014	0,001	-0,006	0,008	0,004	0,015	-0,008	0,004	-0,008	0,004	-0,024
2	17	68,461	0,012	-0,028	0,001	-0,011	0,012	-0,002	0,011	-0,016	-0,001	-0,016	-0,002	-0,033
	18	68,467	0,000	-0,011	-0,001	-0,007	-0,001	-0,004	0,010	-0,013	-0,007	-0,013	0,002	-0,028
3	19	68,470	-0,001	-0,016	0,000	-0,010	0,001	-0,008	0,003	-0,017	-0,010	-0,017	-0,001	-0,022
труба	20	68,479	0,001	-0,007	0,002	-0,012	-0,003	-0,013	-0,022	-0,020	-0,013	-0,019	-0,003	-0,021
коллектор	21	68,459	0,000	-0,009	0,005	-0,009	0,000	-0,010	0,002	-0,014	-0,008	-0,014	0,000	-0,019
труба	22	68,037	-0,005	-0,016	0,010	0,002	0,016	-0,002	0,020	-0,023	0,007	-0,011	0,003	-0,017
4	23	68,027	0,022	-0,016	0,005	-0,001	0,012	0,001	0,025	-0,011	0,003	-0,011	0,002	-0,017
труба	24	68,029	0,028	-0,013	0,010	0,002	0,027	0,000	0,028	-0,012	0,011	-0,012	0,002	-0,015
5	25	68,034	0,026	-0,011	0,014	0,001	0,026	0,003	0,031	-0,010	0,016	-0,010	0,010	-0,012
6	26	68,035	0,032	-0,008	0,012	0,000	0,023	0,002	0,027	-0,008	0,015	-0,008	0,012	-0,006
труба	27	68,037	0,026	-0,010	0,010	-0,001	0,017	0,003	0,020	-0,007	0,013	-0,007	0,010	-0,002
7	28	68,037	0,028	-0,012	0,011	-0,002	0,011	0,002	0,013	-0,004	0,013	-0,004	0,010	0,001
труба	29	68,035	0,034	-0,006	0,009	-0,003	0,008	0,000	0,013	-0,005	0,006	-0,005	0,013	0,000
коллектор	30	68,018	0,026	-0,008	0,005	-0,012	-0,002	-0,009	0,001	-0,018	-0,008	-0,018	0,004	-0,018

Таблица В.30. – Геодезические отклонения контрольных точек от проектного положения  
ЭГПАН№4

№ опоры	№ точки	Набс проектное, м	2013 г		2014 г		2015 г		2016 г		2017 г		2018 г	
			max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
труба	5	68,455	-0,001	-0,018	0,003	-0,015	0,015	-0,001	0,003	-0,026	-0,005	-0,026	-0,006	-0,026
9	6	68,467	-0,005	-0,018	0,003	-0,008	0,002	-0,009	0,002	-0,026	-0,007	-0,026	-0,004	-0,029
	7	68,472	-0,008	-0,017	-0,003	-0,014	0,003	-0,010	0,001	-0,029	-0,012	-0,032	-0,005	-0,029
8	8	68,468	-0,008	-0,020	0,001	-0,010	0,010	-0,008	0,005	-0,025	-0,008	-0,025	-0,005	-0,025
труба	9	68,476	-0,009	-0,018	0,003	-0,010	0,014	-0,009	0,006	-0,026	-0,014	-0,026	-0,004	-0,026
коллектор	10	68,443	-0,007	-0,018	0,001	-0,017	0,003	-0,012	-0,005	-0,025	-0,013	-0,025	-0,010	-0,027
труба	15	68,446	-0,008	-0,020	0,010	-0,004	0,008	-0,004	0,004	-0,014	-0,004	-0,013	-0,010	-0,014
1	16	68,469	0,004	-0,027	-0,011	-0,017	0,004	-0,010	-0,002	-0,033	-0,009	-0,033	-0,017	-0,033
2	17	68,471	0,004	-0,020	-0,003	-0,017	0,004	-0,004	0,007	-0,024	-0,011	-0,031	-0,002	-0,024
	18	68,474	0,011	-0,014	-0,004	-0,014	0,006	-0,007	0,006	-0,023	-0,012	-0,023	0,000	-0,023
3	19	68,480	-0,003	-0,017	0,004	-0,015	0,006	-0,009	0,000	-0,022	-0,010	-0,022	-0,006	-0,022
труба	20	68,486	-0,007	-0,023	0,001	-0,018	0,000	-0,012	-0,005	-0,024	-0,015	-0,024	-0,013	-0,026
коллектор	21	68,461	0,000	-0,026	0,001	-0,017	-0,003	-0,014	-0,002	-0,022	-0,014	-0,022	-0,009	-0,026
труба	22	68,141	0,002	-0,013	0,003	-0,007	0,010	-0,014	0,008	-0,028	-0,010	-0,028	-0,001	-0,028
4	23	68,128	0,020	-0,021	0,016	-0,008	0,013	0,001	0,012	-0,027	-0,006	-0,027	-0,001	-0,027
труба	24	68,126	-0,003	-0,020	0,005	-0,007	0,006	0,004	0,017	-0,027	-0,006	-0,027	0,000	-0,027
5	25	68,126	0,003	-0,020	0,005	-0,007	0,016	0,003	0,021	-0,022	-0,006	-0,022	0,002	-0,022
6	26	68,124	0,014	-0,007	0,007	-0,006	0,015	0,004	0,020	-0,018	0,016	-0,014	0,008	-0,014
труба	27	68,127	0,000	-0,025	0,008	-0,007	0,013	-0,001	0,013	-0,019	0,003	-0,019	-0,002	-0,019
7	28	68,130	-0,002	-0,016	0,007	-0,009	0,010	0,000	0,008	-0,013	0,000	-0,013	0,001	-0,014
труба	29	68,130	0,005	-0,026	0,007	-0,011	0,007	-0,003	0,009	-0,012	-0,003	-0,012	0,000	-0,012
коллектор	30	68,132	0,003	-0,025	0,004	-0,014	0,001	-0,013	0,002	-0,022	-0,010	-0,022	-0,005	-0,024

## Приложение Г

Таблица Г.31 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Наличие бюджетного финансирования; С2. Использование на любых типах трубопровода; С3. Использование программ SolidWorks и Ansys; С4. Квалифицированный персонал;	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Высокие требования к точности анализируемой части трубопровода Сл2. Использование некоторых упрощений при осуществлении моделирования; Сл3. Возможные ошибки в расчетной части программного комплекса Сл4. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с
<b>Возможности:</b> В1. Использование инфраструктуры ТПУ; В2. Сокращение аварийных остановов агрегата, следовательно, сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей В4. Повышение эффективности работы газотранспортной компании В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.		
<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на данные исследования; У2. Развитая конкуренция технологий; У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность расчетов в ходе моделирования.		

## Приложение Д

Таблица Д.32 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Наличие бюджетного финансирования;</p> <p>С2. Использование на любых типах трубопровода;</p> <p>С3. Использование программ SolidWorks и Ansys;</p> <p>С4. Квалифицированный персонал;</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Высокие требования к точности анализируемой части трубопровода</p> <p>Сл2. Использование некоторых упрощений при осуществлении моделирования;</p> <p>Сл3. Возможные ошибки в расчетной части программного комплекса</p> <p>Сл4. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сокращение аварийных остановов агрегата, следовательно, сокращение расходов;</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей</p> <p>В4. Повышение эффективности работы газотранспортной компании</p> <p>В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</b></p> <p>В2С3 – Исключение поломок оборудования в результате своевременной диагностики эксплуатационных характеристик газотурбинных газоперекачивающих агрегатов</p> <p>В1С3 – Использование программных комплексов разгружает от лишних работ завода – изготовителя труб;</p> <p>В3С3 – появление дополнительного спроса к исследованию вследствие моделирования процессов в CAD/CAM системе SolidWorks Ansys;</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</b></p> <p>В3Сл1 – газотранспортное предприятие может решить проблему с обеспечением высокой надежности эксплуатируемых трубопроводов, путем применения других материалов и технологий повышающих прочностную характеристику ТПО;</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на данные исследования;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий;</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Неточность расчетов в ходе моделирования.</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»:</b></p> <p>У4С3 – возможно создание некорректной модели исследования;</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»:</b></p> <p>У1Сл2Сл3 – возможно отсутствие спроса на данное исследование.</p>

Продолжение таблицы Д.32				
			У2С4 – возможно развитие конкурентных разработок, если при их создании участвует квалифицированный	применения некоторых упрощений при моделировании, учета только одного вида нагрузки, наличия некоторых погрешностей при отсутствии возможности проверки результатов; У2Сл2Сл3 – возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления более точных расчетов при минимальных упрощениях в проекте; У3Сл2 – есть вероятность урезания финансирования в случае проведения не полного исследования; У4Сл2Сл3 – на неточность результатов исследования напрямую влияют вводимые упрощения, учет не полного спектра факторов; наличие программных ошибок в сочетании с отсутствием практических опытов могут допустить наличие неточных расчетов при исследовании.

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		99

# Приложение Е

Таблица Е. 33 –опасные и вредные факторы при проведении работ на КС

Виды работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работы по оценке напряженно-деформированного состояния линий всасывани и нагнетания на КС	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ [43]
		Электрический ток	
		Повышенное значение напряжения	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ПБ 03-576-2003 [44] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003 32 [44] ФЗ – от 22.07.2013г. №123 [49]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 2.04.05.86
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [39]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [40]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СП 52.13330.2011[41]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [41]
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимся		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ
Изм	Лист	№ докум	Подп.
			Дата
			Приложения
			Лист
			100

Приложение Ж

Таблица Ж.34 – Определение параметров и объемов выбросов метана при пуске/остановке ГПА

Параметры	Формула или источник	Результаты расчета
1	2	3
Тип ГПА		
Число работающих ГПА $n_{\text{раб}}$ , шт	Фактические данные	
Давление газа на входе $P_1$ , ата	Фактические данные	
Давление газа на выходе $P_2$ , ата	Фактические данные	
Температура газа на входе $t_1$ , °C	Фактические данные	
Температура газа на выходе $t_2$ , °C	Фактические данные	
Плотность газа $\rho$ , кг/м³	Фактические данные	
Геометрический объем сжимаемого коллектора ЦБН $V_k$ , м³	«Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»	
Среднеарифметическое давление в нагнетателе $P_{\text{ср}}$ , Мпа	$P_{\text{ср}} = 9,81 \cdot 10^{-2} \cdot (P_1 + P_2) / 2$	
Среднеарифметическая температура в нагнетателе $T_{\text{ср}}$ , К	$T_{\text{ср}} = 273 + (t_1 + t_2) / 2$	
Коэффициент сжимаемости газа $Z_{\text{ср}}$ при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$	РД 51-100-85 [80]	
Количество выбрасываемого газа из контура ЦБН при остановке ГПА $Q_{\text{ост}}$ , м³	$Q_{\text{ост}} = (V_k \cdot P_{\text{ср}}) / (0,1013 \cdot 293) / (T_{\text{ср}} \cdot 1 / Z_{\text{ср}})$	
Мощность выброса при остановке ГПА $M_{\text{ост}}$ , г/с	$M_{\text{ост}} = 0,55 \cdot Q_{\text{ост}} \cdot \rho$	
Число пусков/остановок, $K_n$ в год	Фактические данные	
Годовой валовый выброс природного газа при остановке $Q_{\text{год}}$ , т/год	$Q_{\text{год}} = Q_{\text{ост}} \cdot n_{\text{раб}} \cdot K_n \cdot \rho / 1000$	
Количество природного газа, выбрасываемого в процессе 1 пуска $Q_{\text{пуск}}$ , м³	«Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»	
Годовой валовый выброс природного газа при пуске $Q_{\text{год}}$ , т/год	$Q_{\text{год}} = Q_{\text{пуск}} \cdot n_{\text{раб}} \cdot K_n \cdot \rho / 1000$	